Micrologic™ 5 and 6 Electronic Trip Units—User Guide



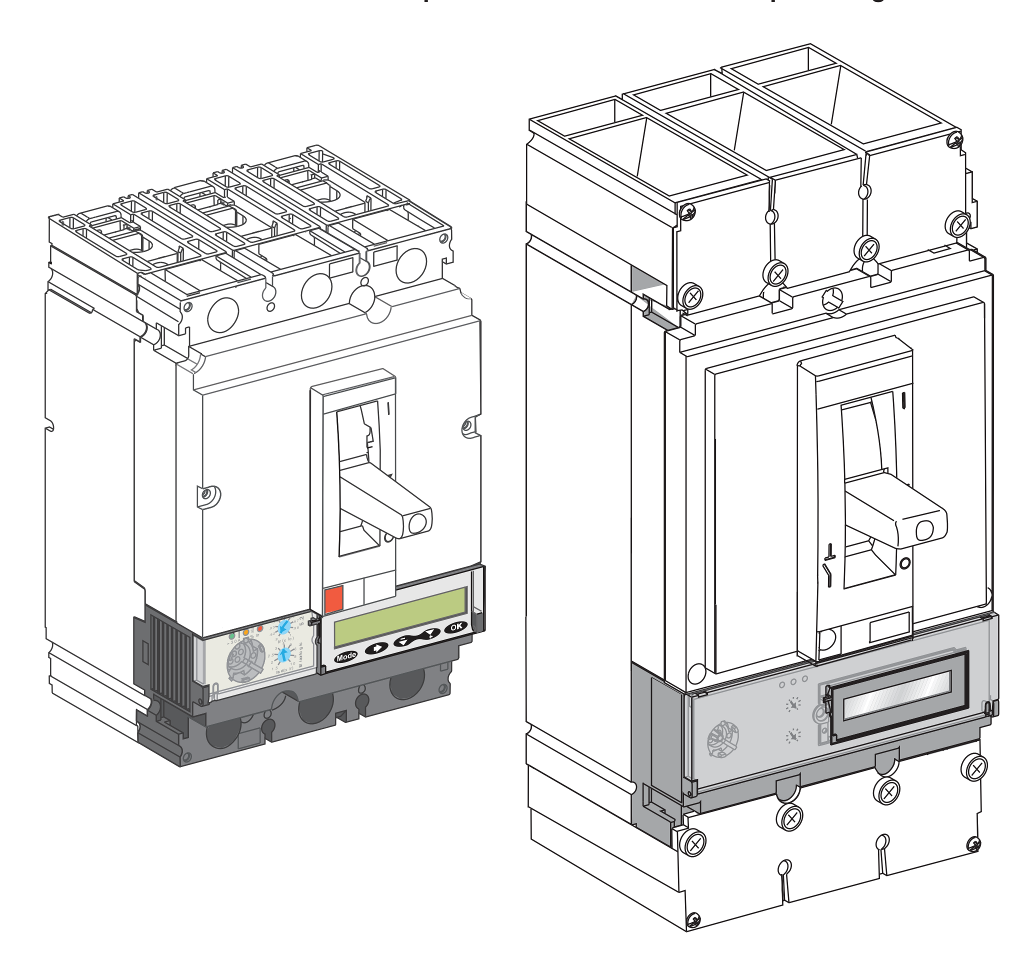
Unidades de disparo electrónico Micrologic™ 5 y 6—Guía de usuario

Déclencheurs électroniques Micrologic^{MC} 5 et 6—Guide de l'utilisateur

Instruction Bulletin / Boletín de instrucciones / Directives d'utilisation

48940-312-01
Rev. 04, 07/2015

Retain for future use. / Conservar para uso futuro. / À conserver pour usage ultérieur.





Micrologic™ 5 and 6 Electronic Trip Units—User Guide

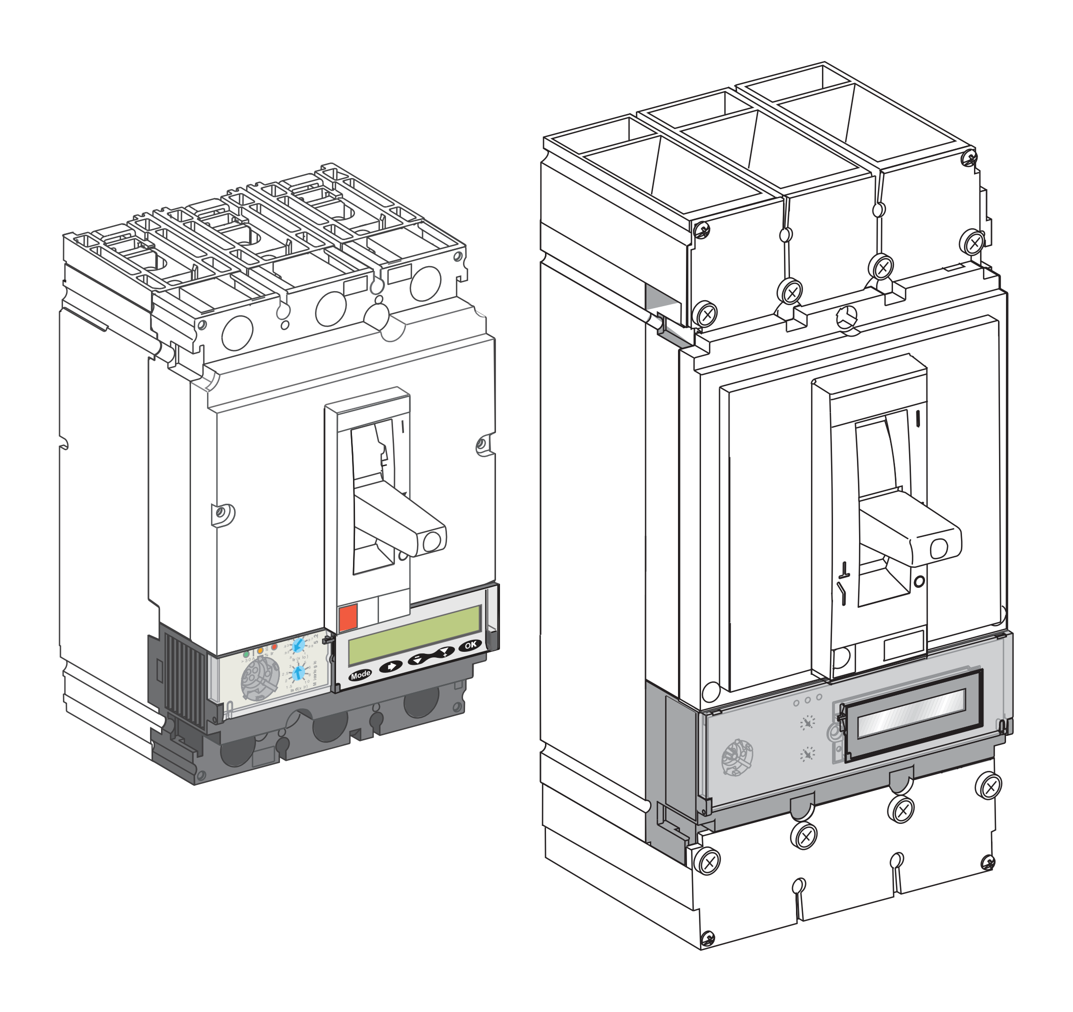
ENGLISH

for PowerPact™ H-, J-, and L-Frame Circuit Breakers

Instruction Bulletin

48940-312-01
Rev. 04, 07/2015

Retain for future use.

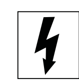


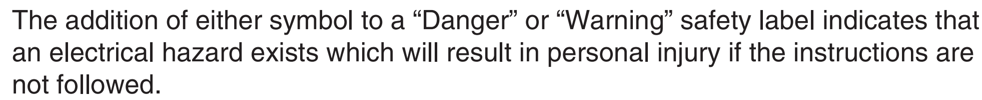


ENGLISH

Hazard Categories and Special Symbols

Read these instructions carefully and look at the equipment to become familiar with the device before trying to install, operate, service or maintain it. The following special messages may appear throughout this bulletin or on the equipment to warn of potential hazards or to call attention to information that clarifies or simplifies a procedure.





The addition of either symbol to a “Danger” or “Warning” safety label indicates that an electrical hazard exists which will result in personal injury if the instructions are not followed.

ANSI



This is the safety alert symbol. It is used to alert you to potential personal injury hazards. Obey all safety messages that follow this symbol to avoid possible injury or death.







IEC





DANGER

DANGER indicates a hazardous situation which, if not avoided, **will result in** death or serious injury.

WARNING

WARNING indicates a hazardous situation which, if not avoided, **can result in** death or serious injury.

CAUTION

CAUTION indicates a hazardous situation which, if not avoided, **can result in** minor or moderate injury.

NOTICE

NOTICE is used to address practices not related to physical injury. The safety alert symbol is not used with this signal word.

NOTE: Provides additional information to clarify or simplify a procedure.

Please Note

Electrical equipment should be installed, operated, serviced, and maintained only by qualified personnel. No responsibility is assumed by Schneider Electric for any consequences arising out of the use of this material.

FCC Notice

This equipment has been tested and found to comply with the limits for a Class A digital device, pursuant to part 15 of the FCC Rules. These limits are designed to provide reasonable protection against harmful interference when the equipment is operated in a commercial environment. This equipment generates, uses, and can radiate radio frequency energy and, if not installed and used in accordance with the instruction manual, may cause harmful interference to radio communications. Operation of this equipment in a residential area is likely to cause harmful interference in which case the user will be required to correct the interference at his own expense. This Class A digital apparatus complies with Canadian ICES-003.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table of Contents

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

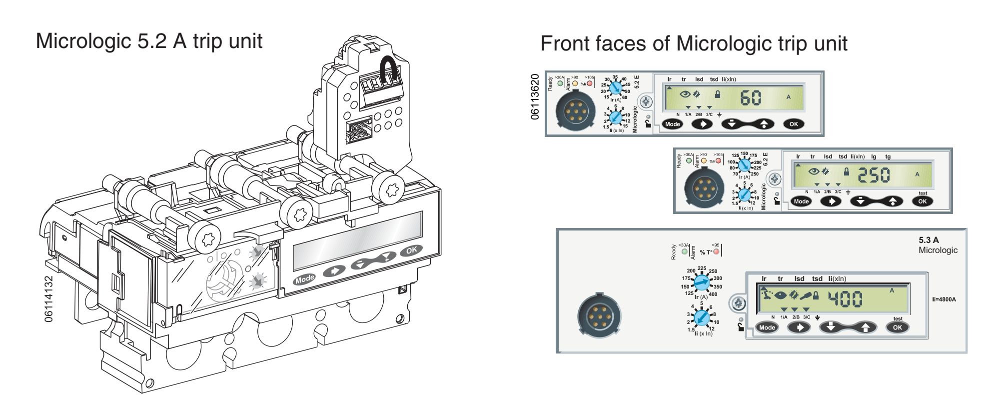
ENGLISH

Section 1— General Information

Introduction

Micrologic 5 and 6 electronic trip units provide:

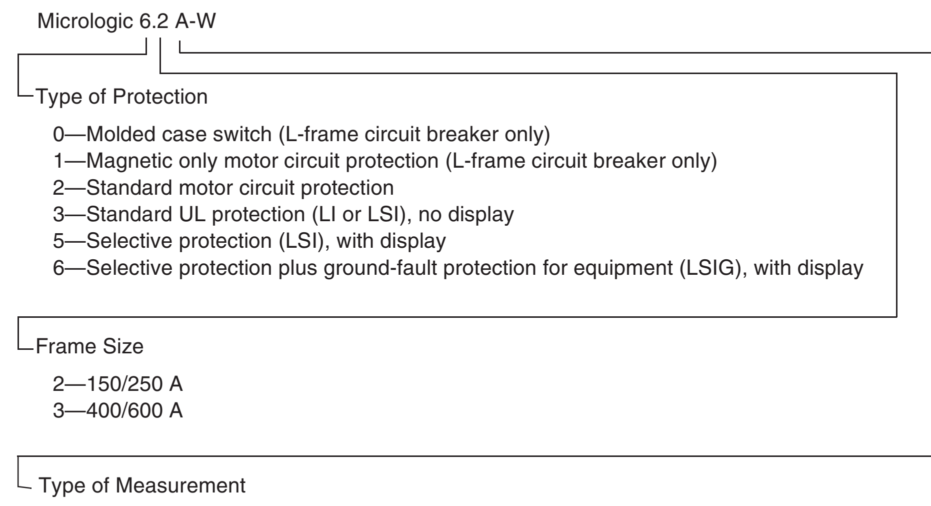
- Adjustable tripping functions on electronic trip circuit breakers
- Protection for the electrical distribution system or specific applications
- Metering of instantaneous and demand values
- Kilowatt-hour metering
- Operating information (such as peak demand values, customized alarms, or operation counters)
- Communication



Micrologic 5.2 A trip unit

Front faces of Micrologic trip unit

The product name specifies the protection provided by the trip unit.



Micrologic 6.2 A-W

Type of Protection

0—Molded case switch (L-frame circuit breaker only)
1—Magnetic only motor circuit protection (L-frame circuit breaker only)
2—Standard motor circuit protection
3—Standard UL protection (LI or LSI), no display
5—Selective protection (LSI), with display
6—Selective protection plus ground-fault protection for equipment (LSIG), with display

Frame Size

2—150/250 A
3—400/600 A

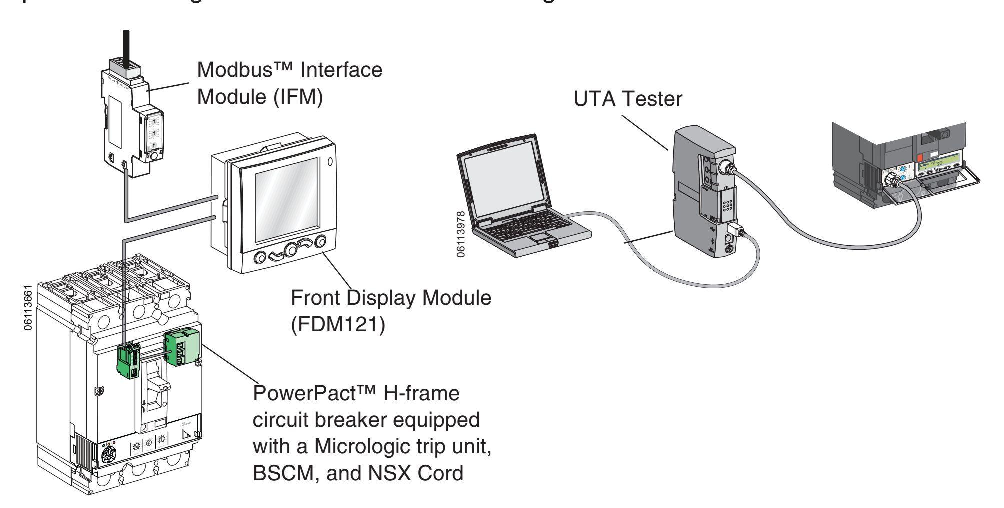
Type of Measurement

A—Provides protection plus ammeter measurements
E—Provides protection plus energy measurements
S—Provides LSI protection with fixed long time delay and fixed short time delay
W—Mission Critical (Selective)

 © 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Micrologic trip units can be configured to communicate with other devices. For information on the UTA Tester and Modbus™ Interface Module (IFM), see the product catalog and the circuit breaker user guide.



For complete information on available circuit breaker models, frame sizes, interrupting ratings, and trip units, see the product catalog.

This manual describes operation of the Micrologic 5 and 6 trip units.

For additional information see the following user guides available on the Schneider Electric™ website:

- Bulletin 48940-310-01: *Micrologic™ 1, 2, and 3 Electronic Trip Units—User Guide.*
- Bulletin DOCA0088EN: *FDM121—Display for LV Circuit Breaker —User Guide*
- Bulletin DOCA0037EN: *FDM128—Display For 8 LV Devices—User Guide*

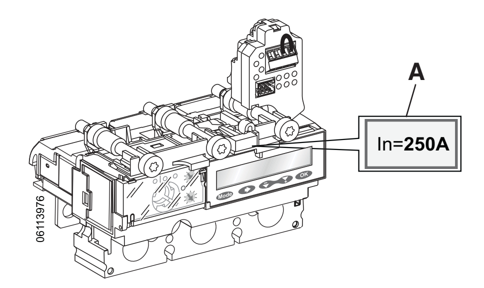
To access the website go to:

http://www.schneider-electric.com

For application assistance, please call 1-888-778-2733.

I_n Rating

The trip unit I_n value (A) is visible on the front face of the circuit breaker when the trip unit is installed. The trip unit I_n rating (in amperes) is the trip unit maximum value.



For MCP versions, the Full Load Amp (FLA) range is displayed

Example:

250 A trip unit

- Sensor rating I_n = 250 A

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

Control Power

The current through the circuit breaker provides power to operate the Micrologic trip unit, maintaining protection if the trip unit is not externally powered.

An optional external 24 Vdc power supply for the Micrologic trip unit is available for:

- Modifying the setting values when the circuit breaker is open
- Displaying measurements when the circuit breaker is closed but current through the circuit breaker is low (15–50 A depending on the rating
- Continuing to display the reason for the trip and the breaking current when the circuit breaker is open

Without the optional external 24 Vdc power supply, the Micrologic trip unit only functions when the circuit breaker is closed. When the circuit breaker is open or the current through the circuit breaker is low, the Micrologic trip unit has no power and the display switches off.

The external 24 Vdc power supply is available to the trip unit when it is connected to another module in the ULP system (Modbus Interface Module (IFM), Front Display Module (FDM121), or UTA Tester).

When the Micrologic trip unit is not connected to a ULP module, it can be connected directly to an external 24 Vdc power supply using the optional 24 Vdc supply terminal block.

Backlighting

When the Micrologic trip unit is powered by an external 24 Vdc power supply, the trip unit display has white backlighting that is:

- Low intensity continuously
- High intensity for 1 minute after pressing one of the keypad buttons

The display backlighting is:

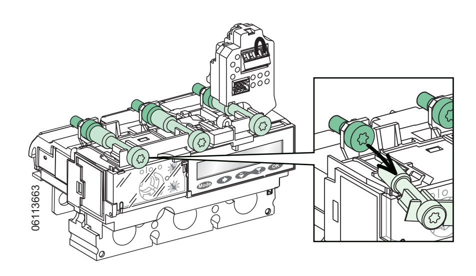
- Deactivated if the temperature exceeds 149°F (65°C)
- Reactivated once the temperature drops back below 140°F (60°C)

On trip units powered by the pocket tester, the display unit is not backlit.

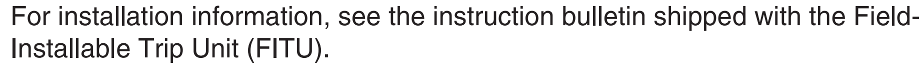
Trip Unit Installation

The trip unit is designed for ease of field installation and replacement (for circuit breakers which offer this capability):

- No connections to make
- Installable with a standard Torx T25 driver
- A mechanical cap ensures trip unit compatibility
- Torque limiting screws ensure secure mounting



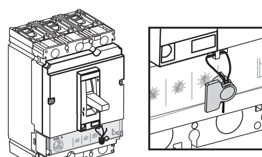
 © 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

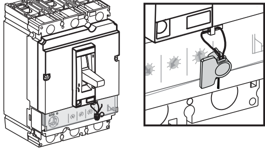


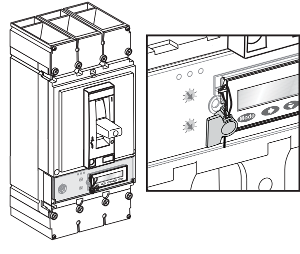
For installation information, see the instruction bulletin shipped with the Field-Installable Trip Unit (FITU).

NOTE: After installation, the screw heads are accessible so the trip unit can be removed if necessary.

Trip Unit Sealing







The transparent cover on Micrologic trip units is sealable.

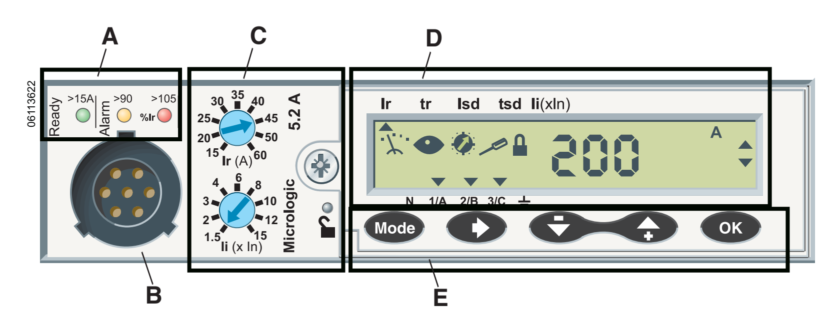
- A sealed cover prevents modification of the protection settings.
- A sealed cover prevents access to the test port.
- The protection settings and measurements can still be read on the keypad.

 © 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

Micrologic Trip Unit Layout

Trip Unit Face

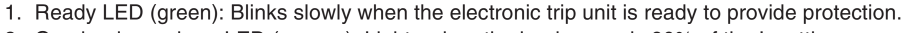
Use the display screen and keypad on the trip unit to set the trip unit options and check system measurements. See “Navigation Principles” on page 13 for more information.



A. Indication LEDs
B. Test port
C. Dials for presetting protection functions and microswitch for locking protection setting
D. LCD display
E. Navigation keypad

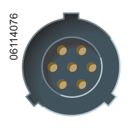
A. Indication LEDs:

- shows the trip unit operational state
- vary in meaning depending on the trip unit type.



1. Ready LED (green): Blinks slowly when the electronic trip unit is ready to provide protection.
2. Overload pre-alarm LED (orange): Lights when the load exceeds 90% of the I_r setting.
3. Overload alarm LED (red): Lights when the load exceeds 105% of the I_r setting.

B. Test Port

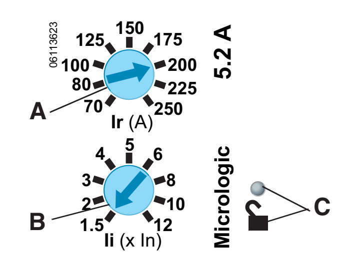


Use the test port for:

— connecting a pocket tester for local testing of the Micrologic trip unit

— connecting the UTA tester for testing, setting the Micrologic trip unit, and for installation diagnostics.

C. Dials and Microswitch



A. Pickup (I_r) preset dial (distribution trip unit only)
   Sets the maximum continuous current level of the circuit breaker. If current exceeds this value, circuit breaker trips after the preset time delay.
B. Instantaneous (I_i) preset dial (distribution trip unit only)
   Sets the instantaneous trip pickup value setting for the phases and for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active).
C. Microswitch to lock/unlock the protection settings

The trip unit face has two dials for presetting protection functions and a microswitch for locking/unlocking the protection settings. For distribution trip units, the dials are for setting long-time and instantaneous protection.

Long-time protection:

- protects equipment against overloads
- is standard on distribution trip units
- uses true rms measurement

Instantaneous protection:

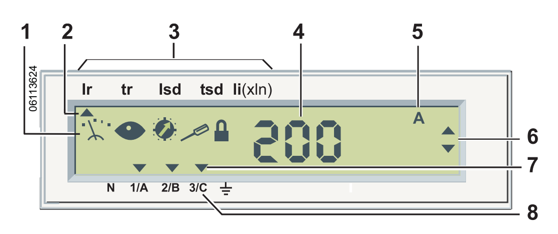
- protects equipment against fault currents
- is standard on distribution trip units

 © 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

- has pickup value setting for the phases and for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active)
- uses true rms measurement

Trip units are shipped with the long-time pickup switch set at the maximum setting and all other trip unit switches set at their lowest settings. All advanced protection settings are turned “off.”

D. LCD display



1. Five pictograms: Metering, Readout, Protection, Setting, Lock. How pictograms are combined defines the mode
2. Up arrow points to protection function currently being set
3. List of protection functions according to the Micrologic trip unit type
4. Value of the measured quantity
5. Unit of the measured quantity
6. Navigation arrows
7. Down arrow(s) point to the selected phase(s), neutral, or the ground
8. Phases (1/A, 2/B, 3/C), neutral (N) and ground

An LCD display provides information necessary to use the trip unit. The list of protection functions varies according to the Micrologic trip unit type.

On Micrologic trip units powered by an external 24 Vdc power supply, the trip unit display has white backlighting that is:

- low intensity continuously
- high intensity for 1 minute after pressing any of the keys on the keypad
- deactivated if the temperature exceeds 149°F (65°C)
- reactivated once the temperature drops back below 140°F (60°C)

NOTE: On trip units powered by the pocket tester, the display unit is not backlit.

E. Navigation keypad

Use the 5-button keypad for navigation.

Button	Description
Mode	Mode: Selecting the mode
	Scroll: Scrolling navigation
	Back: Navigation back (metering) or - (setting the protection functions)
	Forward: Navigation forward (metering) or + (setting the protection functions)
OK	OK: Confirmation

Screensaver

The screensaver displays the instantaneous current passing through the most heavily loaded phase (Instantaneous measurement readout mode).

The Micrologic display automatically reverts to a screensaver:

- In padlock locked mode, 20 seconds after the last action on the keypad
- In padlock unlocked mode, 5 minutes after the last action on the keypad or dials

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Navigation Principles

Lock/Unlock the Settings

Table 1 – Protection Settings

Display	Description
(locked padlock)	Padlock locked. The protection settings are locked.
(unlocked padlock)	Padlock unlocked. The protection settings are unlocked.

The protection settings are locked when the transparent cover is closed and sealed to prevent access to the adjustment dials and the locking/unlocking microswitch.

A pictogram on the display indicates whether the protection settings are locked:

To unlock the protection settings:

1. Open the transparent cover
2. Press the lock/unlock microswitch or turn either adjustment dial

To lock the protection settings, press the lock/unlock microswitch again.

The protection settings also lock automatically five minutes after pressing a button on the keypad or turning one of the dials on the Micrologic trip unit.

Trip Unit Modes

Information displays on the Micrologic trip unit are based on its mode. The modes available depend on:

- Whether the settings are locked
- The trip unit version

A combination of pictograms define the mode:

- Metering
- Readout
- Protection
- Setting
- Lock

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 2 – Possible Modes

Pictograms	Mode Accessible
or	• Instantaneous measurement readout • Kilowatt hour meter readout and reset
Max Reset? OK or Max Reset? OK	Peak demand readout and reset
	Protection function readout
	Protection function setting
	Neutral status readout
	Neutral status setting

Mode Selection

Select mode by successive presses on the Mode button:

- The modes scroll cyclically.
- Press the lock/unlock microswitch to switch between readout mode and setting mode.

Readout Mode

NOTE: When the Readout icon is visible, protection settings cannot be altered.

Press the Mode button successively to scroll through the metering screens. Scrolling is cyclical.

Use the , and navigation buttons to select the metering screen for each of the phases:

The down indication arrow indicates the phase relating to the measurement value displayed.

N 1/A 2/B 3/ ⏚

Indicating arrows on two phases indicates that phase-to-phase value is being measured:

N 1/A 2/B 3/ ⏚

Indicating arrows on three phases indicates total power is being measured:

N 1/A 2/B 3/ ⏚

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Figure 1 – Readout Screen

Up arrow indicates function being measured.

Ir tr Isd tsd Ii (x

A 200

N 1/A 2/B 3/ ⏚

Mode OK

Possible to press the (+) button

Possible to press the (−) button

Use to select measurement readout mode

Use to select phase screen is measuring

Use to select measurement to display

Down arrow indicates phase being measured.

Table 3 – Metering Screens

Trip Unit	Mode	Order	Screen Description	Unit	Arrows
Micrologic A (Ammeter)	(locked) or (unlocked)	1	Readout as instantaneous rms value of the: • Three phase currents I_A, I_B, and I_C	A	The down arrow indicates the conductor (phase, neutral, or ground) corresponding to the value shown. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		2	• Ground-fault current (Micrologic 6)	% I_g	
		3	• Neutral current I_N (with ENCT option)	A	
	Max Reset? OK (locked) or Max Reset? OK (unlocked)	4	Readout and resetting of the: • Maximum $I_{i\ max}$ for the three phase currents	A	The down arrow indicates the conductor (phase, neutral, or ground) corresponding to the value shown. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		5	• Maximum ground-fault current (Micrologic 6 trip unit)	% I_g	
		6	• Maximum I_N max for the neutral current (with ENCT option)	A	

Continued on next page

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 3 – Metering Screens *(continued)*

Trip Unit	Mode	Order	Screen Description	Unit	Arrows
Micrologic E (Energy)	or	1	Readout as instantaneous rms value of the: • Three phase currents A, B, and C	A	The down arrow indicates the conductor (phase, neutral, or ground) corresponding to the value shown. N 1/A 2/B 3/⏚
		2	• Ground-fault current (Micrologic 6 trip unit)	% I_g	
		3	• Neutral current I_N (with ENCT option)	A	
		4	Readout as instantaneous rms value of the: • Phase-to-phase voltages V_{AB}, V_{BC}, and V_{CA} • Phase-to-neutral voltages V_{AN}, V_{BN}, and V_{CN} (with ENVT option)	V	The down arrow indicates the conductor (phase, neutral, or ground) corresponding to the value shown. N 1/A 2/B 3/⏚
		5	Readout of the total active power P_{tot}	kW	
		6	Readout of the total apparent power S_{tot} in the three phase conductors.	kVA	
		7	Readout of the total reactive power Q_{tot}	kvar	
	Max Reset? OK or Max Reset? OK	8	Readout and resetting of the active energy meter E_p	kWh, MWh	
		9	Readout and resetting of the apparent energy meter E_s	kVAh, MVAh	
		10	Readout and resetting of the reactive energy meter E_q	kvarh, Mvarh	
	or	11	Readout of the phase rotation	—	
	Max Reset? OK or Max Reset? OK	12	Readout and resetting of the: • Maximum $I_{i\ max}$ for the 3 phase currents	A	The down arrow indicates the conductor (phase, neutral, or ground) corresponding to the value shown. N 1/A 2/B 3/⏚
		13	• Maximum ground-fault current (Micrologic 6 trip unit)	% I_g	
		14	• Maximum $I_{N\ max}$ for the neutral current (with ENCT option)	A	
		15	Readout and resetting of the: • Maximum $V_{ij\ max}$ for the three phase-to-phase voltages • Maximum $V_{iN\ max}$ for the three phase-to-neutral voltages (with ENVT option)	V	The down arrows indicate the phases between which the maximum V_{max} L-L or L-N was measured. N 1/A 2/B 3/⏚
		16	Readout and resetting of the maximum P_{max} of the active power	kW	The down arrows indicate the three phase conductors. N 1/A 2/B 3/⏚
		17	Readout and resetting of the maximum S_{max} of the apparent power kVA	kVA	
		18	Readout and resetting of the maximum Q_{max} of the reactive power kvar	kvar	

Continued on next page

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

Table 3 – Metering Screens *(continued)*

Trip Unit	Mode	Order	Screen Description	Unit	Arrows
Micrologic 5 LSI: Protection Function Readout Screens		1	I_r—Long-time protection pickup value for the phases	A	The up arrow indicates the I_r function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/
		2	$I_r(I_N)$—Long-time protection pickup value for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active)	A	The up arrow indicates the I_r function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) The down arrow indicates the neutral. N 1/A 2/B 3/
		4	t_r—Long-time protection time delay value (at 6 I_r)	s	The up arrow indicates the t_r function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In)
		5	I_{sd}—Short-time protection pickup value for the phases	A	The up arrow indicates the I_{sd} function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/
		6	$I_{sd}(I_N)$ —Short-time protection pickup value for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active)	A	The up arrow indicates the I_{sd} function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) The down arrow indicates the neutral. N 1/A 2/B 3/
		7	t_{sd}—Short-time protection time delay value The time delay is for the I^2t inverse time curve protection: • ON: I^2t function active • OFF: I^2t function not active	s	The up arrow indicates the t_{sd} function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In)
		8	I_i—Instantaneous protection pickup value setting for the phases and for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active).	A	The up arrow indicates the I_i function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/
		9	Neutral status (with ENCT option): • N—Neutral protection active • noN—Neutral protection not active	—	—

Continued on next page

 © 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 3 – Metering Screens *(continued)*

Trip Unit	Mode	Order	Screen Description	Unit	Arrows
Micrologic 6 LSIG: Protection Function Readout Screens		1	I_r—Long-time protection pickup value for the phases	A	The up arrow indicates the I_r function. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		2	$I_r(I_N)$—Long-time protection pickup value for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active)	A	The up arrow indicates the I_r function. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg The down arrow indicates the neutral. N 1/A 2/B 3/⏚
		4	t_r—Long-time protection time delay value (at 6 I_r)	s	The up arrow indicates the t_r function. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		5	I_{sd}—Short-time protection pickup value for the phases	A	The up arrow indicates the I_{sd} function. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		6	$I_{sd}(I_N)$—Short-time protection pickup value for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active)	A	The up arrow indicates the I_{sd} function. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg The down arrow indicates the neutral. N 1/A 2/B 3/⏚
		7	t_{sd} —Short-time protection time delay value The time delay is for the I^2t inverse time curve protection: • ON: I^2t function active • OFF: I^2t function not active	s	The up arrow indicates the t_{sd} function. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		8	I_i—Instantaneous protection pickup value setting for the phases and for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active).	A	The up arrow indicates the I_i function. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		9	I_g—Ground-fault protection pickup value A	A	The up arrow indicates the I_g function. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		10	t_g—Ground-fault protection time delay value The time delay is for the I^2t inverse time curve protection: • ON: I^2t function active • OFF: I^2t function not active	s	The up arrow indicates the t_g function. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		11	Neutral status (with ENCT option): • N—Neutral protection active • noN —Neutral protection not active	—	—

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Energy Meter Readout (Micrologic E)

Energy meters change measurement unit automatically:

- For active energy, E_p, displayed in kWh from 0 to 9999 kWh then in MWh
- For reactive energy, E_q, displayed in kvarh from 0 to 9999 kvarh then in Mvarh
- For apparent energy, E_s, displayed in kVAh from 0 to 9999 kVAh then in MVAh

When energies are in MWh, Mkvarh, or MVAh, the values display on four digits. The Micrologic trip unit incorporates the option of full energy meter readout.

NOTE: The energy meter can be reset with the padlock locked or unlocked. Table 4 shows the padlock locked.

Table 4 – Example of Full Energy Readout (Micrologic E)

Step	Readout Value	Action	Using	Display
Reading Full Energy Values				
1	Current in most heavily loaded phase	Select the readout and reset the energy meter mode (main screen displayed).	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 229 A N 1/A 2/B 3/ ⏚
2	Energy with Reset option showing	Select the E_p active energy meter. The value displayed is 11.3 MWh (in the example), which corresponds to 10 MWh +1300 kWh (approximately).		Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 11.3 MWh N 1/A 2/B 3/ ⏚
3	Specific energy measurement	Specify the measurement. The value displayed is 1130 kW. (In the example the full energy meter value is 11300 kWh)		Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 1130 kWh N 1/A 2/B 3/ ⏚
4	Energy normal display	Return to the energy meter normal display. The display reverts automatically after 5 minutes.		Ir tr Isd tsd Ii (x In Reset? OK 11.3 kWh N 1/A 2/B 3/ ⏚

Continued on next page

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 4 – Example of Full Energy Readout (Micrologic E) *(continued)*

Resetting Full Energy Readout				
1	Current in most heavily loaded phase	Select the measurement readout and reset energy meter mode (main screen displayed).	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 229 A N 1/A 2/B 3/ ⏚
2	Energy with Reset option showing	Select the energy meter to reset.	+ −	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 1458 kWh N 1/A 2/B 3/ ⏚
3	Reset option lit	Enter the reset. The OK pictogram blinks.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 1458 kWh N 1/A 2/B 3/ ⏚
4	OK	Confirm the reset. The confirmation OK displays for 2 seconds.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK N 1/A 2/B 3/ ⏚
Resetting Peak Demand Values				
1	Main screen	Select the Readout and reset peak demand value mode	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Max Reset? 243 A N 1/A 2/B 3/ ⏚
2	Peak demand with Reset option showing	Select the peak demand to reset.	+ −	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Max Reset? 435 V N 1/A 2/B 3/ ⏚
3	Reset option lit	Enter the reset. The OK pictogram blinks.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 435 V N 1/A 2/B 3/ ⏚
4	OK	Confirm the reset. The confirmation OK display for 2 seconds.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK N 1/A 2/B 3/ ⏚

 © 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 5 – Example of Ground-Fault Protection Readout (Micrologic 6)

Step	Readout Value	Action	Using	Display
Reading Measurement Values				
1	Current in most heavily loaded phase	Select the Instantaneous measurement readout mode (the display is the most heavily loaded phase, in this example Phase B). Read the value of current in Phase B.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg 229 A N 1/A 2/B 3/⏚
2	Ground-fault current	Select the ground-fault current measurement screen (the value is a % of the I_g setting).	→	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg OK 17 % N 1/A 2/B 3/⏚
Ground-Fault Protection Test (Micrologic 6)				
1	Current in most heavily loaded phase	Access the ground-fault protection test function by pressing OK. The tESt pictogram appears and the OK pictogram blinks.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg OK tESt N 1/A 2/B 3/⏚
2	Peak demand with Reset option showing	Prompt the ground-fault protection test by pressing OK. The circuit breaker trips. The ground-fault protection trip screen is displayed.	+	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Reset? OK triP N 1/A 2/B 3/⏚
3	Reset option lit	Acknowledge the ground-fault trip screen by pressing OK. The Reset OK pictogram blinks.	OK	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Reset? OK triP N 1/A 2/B 3/⏚
4	OK	Confirm by pressing OK again The confirmation OK displays for 2 seconds.	OK	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg OK N 1/A 2/B 3/⏚

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Protection Function Readout

Select a protection function using the mode key. This selection is only possible in Readout mode (when the padlock is locked).

- Scrolling is cyclical.
- The up arrow indicates the selected protection function. (For the neutral protection functions, the down arrow which points to N replaces the up arrow.)

Example: I_r pickup selected

Ir **tr** **Isd** **tsd** **Ii** (x In)

Table 6 – Example of Protection Function Readout

Step	Readout Value	Action	Using	Display
1	Long-time protection I_r pickup setting value in amperes.	Select the Protection function readout mode (main screen displayed). The long-time protection I_r pickup setting value in amperes.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 110 A N 1/A 2/B 3/
2	Long-time protection t_r time delay setting value in seconds.	Select the long-time protection t_r time delay.	+ −	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 8.0 s N 1/A 2/B 3/
3	The short-time protection I_{sd} pickup setting value in amperes.	Select the short-time protection I_{sd} pickup	→	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 715 A N 1/A 2/B 3/

Neutral Status Readout Mode

NOTE: The Neutral status readout mode is dedicated to this function. Navigation is therefore limited to the Mode key.

Table 7 – Example of Neutral Status Readout

Step	Readout Value	Action	Using	Display
1	Neutral status is displayed	Select the Neutral status readout mode. The neutral status value is displayed: • N—Neutral protection active (with ENCT option declared) • noN—Neutral protection not active (without ENCT option or with ENCT option not declared)	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) noN N 1/A 2/B 3/

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

Setting Mode

⚠ CAUTION

HAZARD OF NO PROTECTION OR NUISANCE TRIPPING

Modifying the protection functions must be done only by qualified electrical personnel.

Failure to follow these instructions can result in injury or equipment damage.

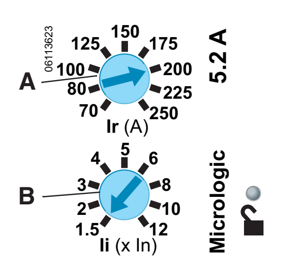
The protection function settings can be set:

- By a dial and fine-tuned on the keypad for the main protection functions
- On the keypad for all protection functions

The up arrow on the display indicates the protection function currently being set.

Setting Using a Dial

Figure 2 – Protection Switches



Use a dial to set (or preset) the I_r (A) and I_i (B) pickups.

Turning a dial results simultaneously in:

- Selection of the screen for the protection function assigned to the dial
- Unlocking (if necessary) the padlock (the navigation interface is in protection function setting mode)
- Setting the protection function assigned to the dial to the value indicated on the dial and on-screen.

Setting Using the Keypad

Use the keypad to fine-tune the protection function.

- The setting value cannot exceed that indicated by the dial.
- All the protection function settings are accessible on the keypad.

Press the Mode button successively to scroll through the protection function screens. Scrolling is cyclical.

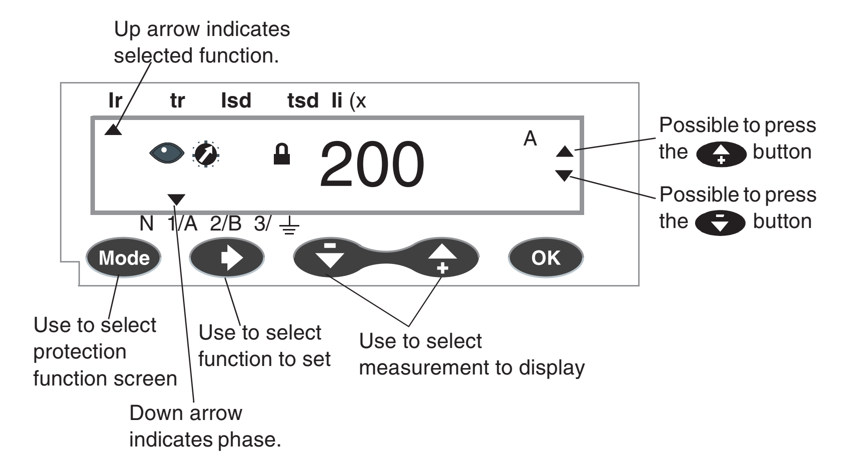
Navigate through the protection function settings with the , and navigation buttons.

- Use the button to select the function to set:
  - — The up arrow indicates the selected function
  - — The down arrow indicates phase. Multiple down arrows indicate all phases set to the same value (except for the neutral protection setting)
  - — Scrolling is cyclical
- Set the protection functions on the keypad with the and buttons.

 © 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Figure 3 – Protection Function Screen



Confirmation of Setting

The value of a protection function set on the keypad must be:

1. Entered by pressing the OK key once (the OK pictogram blinks on the display)
2. Then confirmed by pressing the OK key again (the text OK displays for 2 seconds)

NOTE: Setting using a dial does not require any enter/confirm action.

 © 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 8 – List of Protection Function Setting Screens

Trip Unit	Mode	Screen Description	Unit	Arrows
Micrologic 5 LSI		I_r—Long-time protection pickup setting for the phases Preset by a dial	A	The up arrow indicates the I_r function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		t_r—Long-time protection time delay setting (at 6 I_r)	s	The up arrow indicates the t_r function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In)
		I_{sd}—Short-time protection pickup setting for the phases Preset by a dial	A	The up arrow indicates the I_{sd} function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		t_{sd}—Short-time protection time delay setting Activation of the I^2t inverse time curve short-time protection: • ON: I^2t function active • OFF: I^2t function not active	s	The up arrow indicates the t_{sd} function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In)
		I_N—Protection pickup setting for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active)	A	The down arrow indicates the neutral. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		I_i—Instantaneous protection pickup value setting for the phases and for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active).	A	The up arrow indicates the I_i function. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		Activation of neutral status (trip unit with ENCT option): • N: Neutral protection active • noN: Neutral protection not active	—	—

Continued on next page

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 8 – List of Protection Function Setting Screens *(continued)*

Trip Unit	Mode	Screen Description	Unit	Arrows
Micrologic 6 LSIG:		I_r—Long-time protection pickup setting for the phases Preset by a dial	A	The up arrow indicates the I_r function. **Ir tr Isd tsd Ii Ig tg** The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		t—Long-time protection time delay setting	s	The up arrow indicates the t_r function. **Ir tr Isd tsd Ii Ig tg**
		I_{sd}—Short-time protection pickup setting for the phases	A	The up arrow indicates the I_{sd} function. **Ir tr Isd tsd Ii Ig tg** The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		t_{sd}—Short-time protection time delay setting The time delay is for the I^2t inverse time curve protection: • ON: I^2t function active • OFF: I^2t function not active	s	The up arrow indicates the t_{sd} function. **Ir tr Isd tsd Ii Ig tg**
		I_N—Protection pickup setting for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active)	A	The down arrow indicates the neutral. N 1/A 2/B 3/⏚
		I_i—Instantaneous protection pickup setting for the phases and for the neutral (trip unit with ENCT option and neutral protection active).	A	The up arrow indicates the I_i function. **Ir tr Isd tsd Ii Ig tg** The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		I—Ground-fault protection pickup setting Preset by a dial	A	The up arrow indicates the I_g function. **Ir tr Isd tsd Ii Ig tg** The down arrows indicate the three phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		t_g—Ground-fault protection time delay setting The time delay is for the I^2t inverse time curve protection: • ON: I^2t function active • OFF: I^2t function not active	s	The up arrow indicates the t_g function. **Ir tr Isd tsd Ii Ig tg**
		Activation of neutral status (trip unit with ENCT option): • N—Neutral protection active • noN—Neutral protection not active	—	—

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Presetting a Protection Function

Table 9 illustrates presetting and setting the long-time protection I_r pickup on a Micrologic trip unit 5.2 rated 250 A:

Press the Mode button to scroll through the metering screens.

Press the →, ▲ and ▼ navigation buttons to select the metering screen for each of the phases:

Table 9 – Example of Presetting a Protection Function Using a Dial

Step	Action	Using	Display
1	Set the I_r dial to the maximum value (the padlock unlocks automatically). The down arrows indicate all 3 phases (the setting is identical on each phase).	Ir (A) dial: 10 11 12 14 16 17 20 22 25	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 250 A N 1/A 2/B 3/
2	Turn the I_r dial to the setting above the value required. Presetting is complete: • If the pickup setting value is correct (in this case, 175 A), exit the setting procedure (no enter keystroke is required). • If the pickup setting value is not suitable, fine-tune it on the keypad.	Ir (A) dial: 10 11 12 14 16 17 20 22 25	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 175 A N 1/A 2/B 3/
4	Set the exact value required for I_r on the keypad (in increments of 1 A).	▲ ▼	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK 170 A N 1/A 2/B 3/
5	Enter the reset. The OK pictogram blinks.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK 170 A N 1/A 2/B 3/
6	Confirm the reset. The confirmation OK displays for 2 seconds.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK N 1/A 2/B 3/

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Setting a Protection Function

Table 10 illustrates setting the long-time protection t_r time delay on a Micrologic 5.2 trip unit:

Press the Mode button to scroll through the screens.

Press the →, + and − navigation buttons to select the screen for each of the phases:

Table 10 – Example of Setting a Protection Function Using the Keypad

Step	Action	Using	Display
1	If the locked pictogram is displayed, unlock the protection settings.	(unlock)	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg / 229 A / N 1/A 2/B 3/⏚
2	Select the protection function setting mode.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) / 170 A / N 1/A 2/B 3/⏚
3	Select the t_r function: the up arrow moves under tr.	→	Ir tr Isd tsd Ii (x In) / 0.5 s / N 1/A 2/B 3/⏚
4	Set the t_r value required on the keypad.	+ −	Ir tr Isd tsd Ii (x In) / OK 8.0 s / N 1/A 2/B 3/⏚
5	Enter the setting (the OK pictogram blinks).	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) / OK 8.0 s / N 1/A 2/B 3/⏚
6	Confirm the setting. The confirmation OK displays for 2 seconds.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) / OK / N 1/A 2/B 3/⏚

© 2011–2012 Schneider Electric All Rights Reserved

Section 2— Electrical Distribution Protection

Micrologic 5 and 6 trip units provide protection against overcurrents and ground-fault currents for commercial or industrial applications.

When choosing the protection characteristics to use, take account of:

- Overcurrents (overloads and short-circuits) and potential ground-fault currents
- Conductors than need protection
- The presence of harmonic currents
- Coordination between the devices
- Mission Critical trip units with enhanced selectivity have a “W” in the trip unit number (for example, 3.2W or 3.2S-W)

Protection Functions

Functions are reviewed in detail on the following pages.

Table 11 – Protective Functions Trip Curve

Protective Functions Trip Curve	No	Function	Description	Micrologic Trip Unit	
				5	6
	1	I_n	Sensor rating	N	N
	2	I_r	Long-time protection pickup	A	A
	3	t_r	Long-time protection time delay	A	A
	4	I_{sd}	Short-time protection pickup	A	A
	5	t_{sd}	Short-time protection time delay	A	A
	6	I^2t ON/OFF	Short-time protection I^2t curve in ON or OFF position	A	A
	7	I_i	Instantaneous protection pickup	A	A
	8	I_g	Ground-fault protection pickup	—	A
	9	t_g	Ground-fault protection time delay	—	A
	10	I^2t ON/OFF	Ground-fault protection I^2t curve in ON or OFF position	—	A

A = Adjustable

N = Not Adjustable

— = Not Available

Setting the Protection

To set the protection functions:

- On the Micrologic trip unit, use the preset dials (depending on the protection function and the Micrologic type) and the keypad.
- With the communication option, use the RSU software under the Basic protection tab.

For more information about using the RSU software to set the protection function, see “Setting the Protection Functions” on page 81.

Reflex Tripping

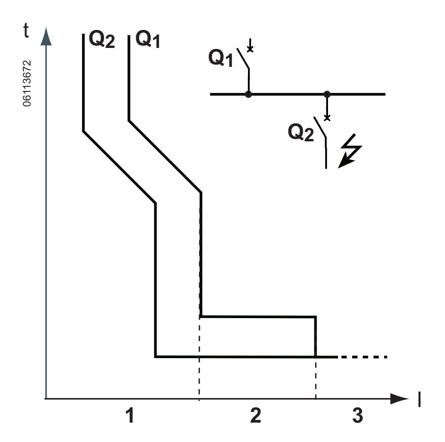
In addition to the devices integrated in the Micrologic trip units, the PowerPact™ L-frame circuit breakers have reflex protection. This system breaks very high fault currents by mechanically tripping the device with a “piston” actuated directly by the pressure produced in the circuit breaker from a short circuit. This piston operates the opening mechanism, resulting in ultra-fast circuit breaker tripping.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Selective Coordination

Figure 4 – Coordination Trip Curves



Selective coordination between the upstream and downstream devices is essential to optimize continuity of service. The large number of options for setting the protection functions on Micrologic 5 and 6 trip units improves the natural coordination between circuit breakers.

Schneider Electric provides trip curves for each circuit breaker and tables showing UL Listed series-rated circuit breakers. Trip curves can be found on our website:

http://www.schneider-electric.us

In the search box, type “PowerPact H, J, L”. Click on “PowerPact H/J/L Frame Molded Case Circuit Breakers”, then click on the “Documents and Downloads” tab. The user guides and trip curves are found within this tab.

For assistance, please call 1-888-778-2733.

Mission Critical Circuit Breakers

The PowerPact J- and L-Frame Mission Critical circuit breakers deliver high levels of selective coordination with the QO™ family of miniature circuit breakers and the ED, EG, and EJ circuit breakers in a flexible design that can be easily configured for a variety of applications. These circuit breaker can be equipped with 5.2A-W, 5.2E-W, 6.2A-W, 5.3A-W, 6.3A-2, and 6.3E-2 Micrologic trip units.

The mission critical trip units have the same settings and trip curves as the standard trip units as described in this document.

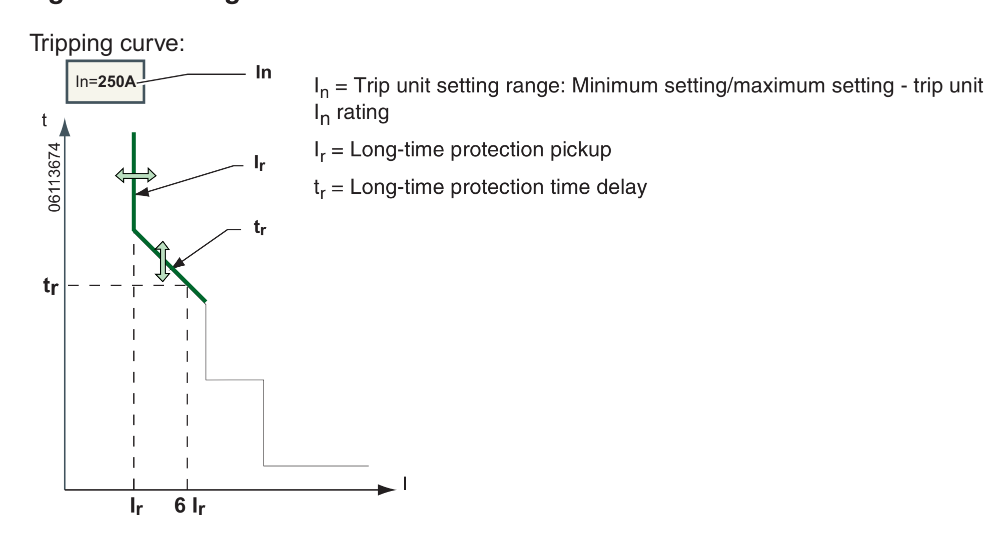
For more information see catalog 0611CT1001 *PowerPact H-, J-, and L-Frame Circuit Breakers* on the Schneider Electric website.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Long-Time Protection

Figure 5 – Long-Time Protection Curve



Long-time protection on Micrologic 5 and 6 trip units protect electrical distribution applications against overload currents. It is identical for Micrologic 5 and 6 trip units.

Long-time protection is I^2t IDMT (Inverse Definite Minimum Time):

- It incorporates the thermal image function.
- It is set with the I_r pickup and the t_r trip time delay.

Setting the Long-Time Protection

Set the I_r pickup:

- Using the Micrologic trip unit I_r dial to preset the value and the keypad to fine-tune the value
- With the communication option, preset using the I_r dial on the Micrologic trip unit and fine-tune the setting using the RSU software

Set the time delay t_r:

- Using the keypad on the Micrologic trip unit
- With the communication option, set using the RSU software

I_r Pickup Setting Values

The long-time protection tripping range is 1.05–1.20 I_r.

The default I_r pickup setting value is the maximum dial position I_n.

Use the keypad to fine-tune the setting, in increments of 1 A:

- The setting range maximum is the preset value of the dial.
- The range minimum is the minimum preset value (for the 400 A rating, the setting range minimum is 125 A).

Example:

A Micrologic 5.2 trip unit rated I_n = 250 A is preset using the dial at 150 A:

- The minimum preset value is 70 A
- The keypad fine-tuning range is 70–150 A

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

The setting value displayed is the value of the trip time delay for a current of 6 I_r.

Table 12 – Preset Values of I_r (A)

I_n Rating	Preset Values of I_r Depending on the Trip Unit I_n Rating and the Dial Position								
60 A	15 A	20 A	25 A	30 A	35 A	40 A	45 A	50 A	60 A
100 A	35 A	40 A	45 A	50 A	60 A	70 A	80 A	90 A	100 A
150 A	50 A	60 A	70 A	80 A	90 A	100 A	110 A	125 A	150 A
250 A	70 A	80 A	100 A	125 A	150 A	175 A	200 A	225 A	250 A
400 A	125 A	150 A	175 A	200 A	225 A	250 A	300 A	350 A	400 A
600 A	200 A	225 A	250 A	300 A	350 A	400 A	450A	500 A	600 A

t_r Time Delay Setting Values

The default t_r time delay setting value is 0.5 (minimum value) that is, 0.5 seconds at 6 I_r.

Table 13 shows the value of the trip time delay (in seconds) according to the current in the load for the setting values displayed on-screen.

The accuracy range is -20%/+0%.

Table 13 – Preset Values of t_r (seconds)

Current in the Load	Setting Value					
	0.5	**1**	**2**	**4**	**8**	**16**
	t_r Trip Time Delay					
1.5 t_r	15 s	25 s	50 s	100 s	200 s	400 s
6 t_r	0.5 s	1 s	2 s	4 s	8 s	16 s
7.2 t_r	0.35 s	0.7 s	1.4 s	2.8 s	5.5 s	11 s

Thermal Image

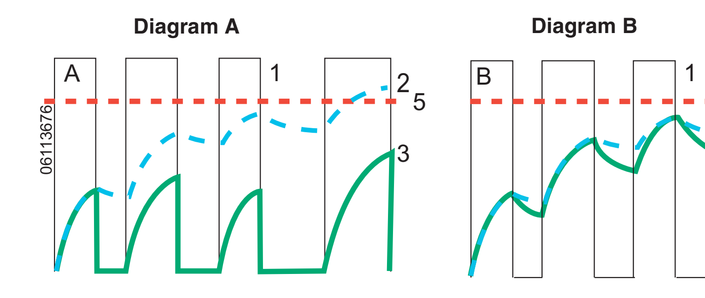
The trip unit uses the calculation of a thermal image to evaluate the conductor heat rise and precisely monitor the thermal state of the conductors.

Example:

Comparison of the heat rise calculation without thermal image (diagram A) and with thermal image (diagram B):

- Trip unit without thermal image: On each current pulse, the trip unit only considers the thermal effect on the pulse under consideration. No tripping occurs despite the build-up in conductor heat rise.
- Trip unit with thermal image: The trip unit adds the thermal effect of successive current pulses. Tripping occurs based on the actual thermal state of the conductor.

Figure 6 – Conductor Heat Rise Diagrams

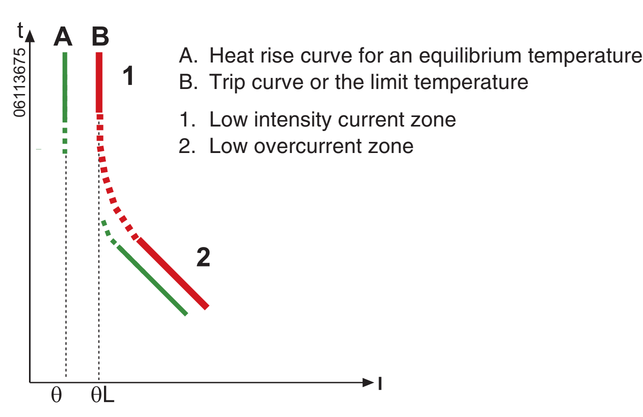


1. Instantaneous current (cyclical) in the load
2. Conductor temperature
3. Current calculated without thermal image (diagram A)
4. Current calculated with thermal image (diagram B)
5. Long-time protection pickup: I_r

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Conductor Heat Rise and Tripping Curves

Figure 7 – Heat Rise Curve



Use the analysis of the equation of heat rise in a conductor, through which a current I runs, to determine the nature of physical phenomena:

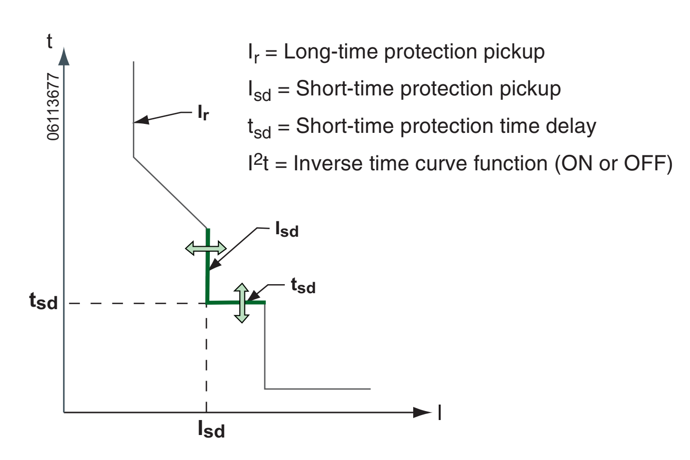
- For low- or medium-intensity currents ($I < I_r$), the conductor equilibrium temperature (for an infinite time) only depends on the current quadratic demand value, see "Quadratic Demand Value (Thermal Image)" on page 48. The limit temperature corresponds to a limit current (I_r pickup for trip unit long-time protection).
- For low overcurrents ($I_r < I < I_{sd}$), the conductor temperature only depends on the I^2t energy provided by the current. The limit temperature is an I^2t IDMT curve.
- For high overcurrents ($I > I_{sd}$), the phenomenon is identical if the I^2t ON function of the short-time protection has been configured, see "I2t ON/OFF Function" on page 37.

Thermal Memory

Micrologic 5 and 6 trip units incorporate the thermal memory function which ensures that the conductors are cooled even after tripping. Cooling lasts for 20 minutes before or after tripping.

Short-Time Protection

Figure 8 – Short-Time Protection Tripping Curve



Short-time protection on Micrologic 5 and 6 trip units protects all types of electrical distribution applications against short-circuit currents.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

It is identical for Micrologic 5 and 6 trip units.

Short-time protection is definite time:

- It incorporates the possibility of an I^2t inverse time curve function
- It is set using the I_{sd} pickup and the t_{sd} trip time delay

Setting the Short-Time Protection

Set the I_{sd} pickup:

- Using the keypad on the Micrologic trip unit.
- With the communication option, set using the RSU software.

Set the t_{sd} time delay:

- Using the keypad on the Micrologic trip unit.
- With the communication option, set using the RSU software.

The t_{sd} time delay setting includes activation/deactivation of the I^2t option.

I_{sd} Pickup Setting Values

The I_{sd} pickup setting value is in multiples of I_r.

The default I_{sd} pickup setting value is 1.5 I_r (minimum dial value).

Table 14 shows the setting values (preset by a dial) and setting ranges (set on the keypad) of the I_{sd} pickup.

Table 14 – Preset Values of I_{sd} (A)

Type of Setting	Value or Setting Range (x I_r)[1]								
Preset by a dial (Micrologic 5)	1.5	2	3	4	5	6	8	10	12
Setting range on the keypad[1] Increment: 0.5 I_r	1.5	1.5–2	1.5–3	1.5–4	1.5–5	1.5–6	1.5–8	1.5–10	1.5–12

[1] The accuracy range is +/- 10%.
[2] For Micrologic 6 trip units, the setting range value on the keypad is: 1.5–10 I_r.

t_{sd} Time Delay Setting Values

Table 15 indicates the setting values for the t_{sd} time delay with the I^2t OFF/ON option in seconds (s) and the associated hold and breaking times in milliseconds (ms).

The default t_{sd} time delay setting value is 0 seconds with I^2t OFF.

Table 15 – Preset Values of t_{sd}

Function	Setting Value				
t_{sd} with I^2t OFF	0	0.1 s	0.2 s	0.3 s	0.4 s
t_{sd} with I^2t ON	—	0.1 s	0.2 s	0.3 s	0.4 s
Hold Time	20 ms	80 ms	140 ms	230 ms	350 ms
Maximum Breaking Time	80 ms	140 ms	200 ms	320 ms	500 ms

I^2t ON/OFF

Use the I^2t inverse time curve function to improve circuit breaker coordination. Use it when a protection device using inverse time only is installed downstream, for example a fuse protection device.

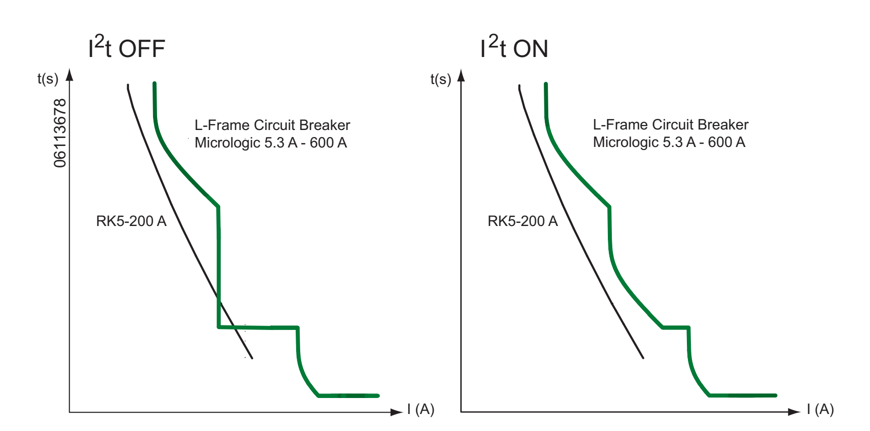
© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

The curves illustrate an example of selective coordination between a PowerPact™ L-frame circuit breaker upstream, and a RK5-200 A fuse downstream.

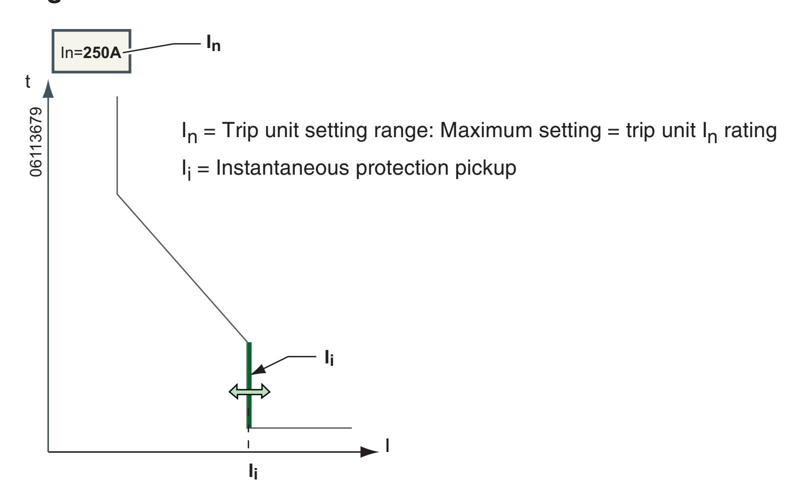
Use the I^2t ON function on the short-time protection to provide coordination.

Figure 9 – Example of Coordination



Instantaneous Protection

Figure 10 – Instantaneous Protection Curve



Instantaneous protection on Micrologic 5 and 6 trip units protects all types of electrical distribution applications against very high short-circuit currents.

It is identical for Micrologic 5 and 6 trip units.

Instantaneous protection is definite time, set as I_i pickup and without a time delay.

Setting the Instantaneous Protection

Set the I_i pickup:

- Using the Micrologic trip unit I_i dial to preset the value and the keypad to fine-tune the value
- With the communication option, preset using the I_i dial on the Micrologic trip unit and fine-tune setting using the RSU software

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

I_i Pickup Setting Values

The I_i pickup setting value is in multiples of I_n.

The default I_i pickup setting value is 1.5 I_n (minimum value).

Table 16 shows the setting ranges and increments according to the Micrologic trip unit I_n rating.

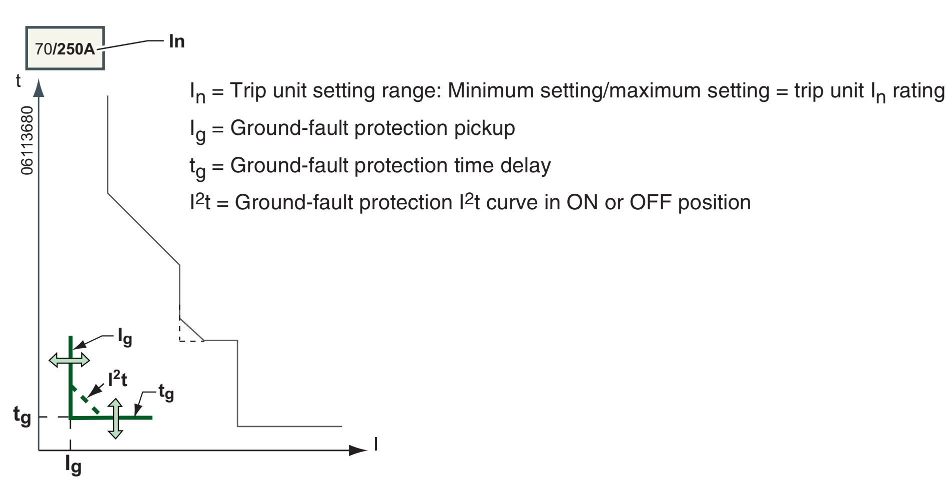
- The accuracy range is +/- 10%.
- The hold time is 10 milliseconds.
- The maximum breaking time is 50 milliseconds.

Table 16 – Preset Values of I_i

I_n Rating	Setting Range	Increment
60, 100 A and 150 A	1.5–15 I_n	0.5 I_n
250 A and 400 A	1.5–12 I_n	0.5 I_n
600 A	1.5–11 I_n	0.5 I_n

Ground-Fault Protection

Figure 11 – Ground-Fault Protection Tripping Curve



Ground-fault protection on Micrologic 6 trip units protects all types of electrical distribution applications against ground-fault currents.

For more details on ground-fault currents, see the bulletin shipped with the circuit breaker

Ground-fault protection is definite time:

- It includes the possibility of an I^2t inverse time curve function
- Set as I_g pickup and as t_g trip time delay.

Setting the Ground-Fault Protection

Set the I_g pickup:

- Using the keypad on the Micrologic trip unit.
- With the communication option, set using the RSU software.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Set the t_g time delay:

- Using the keypad on the Micrologic trip unit.
- With the communication option, set using the RSU software.

The t_g time delay setting incorporates activation/deactivation of the I^2t option.

I_g Pickup Setting Values

The I_g pickup setting value is in multiples of I_n.

The default I_g pickup setting value is the same as the minimum value read on the dial:

- 0.30 I_n for trip units rated 60 A
- 0.20 I_n for trip units rated > 60 A

Table 17 specifies the setting ranges. The increment is 0.05 I_n.

Table 17 – I_g Pickup Setting Values

I_n =	I_g Pickup Setting Values (x I_n)[1]															
60 A	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6	0.65	0.7	0.75	0.8	0.85	0.9	0.95	1	
100–600 A	0.2	2.5	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6	0.65	0.7	0.75	0.8	0.85	0.9	0.95	1

[1]The accuracy range is +/- 10%.

t_g Time Delay Setting Values

The t_g time delay setting value is in seconds. The hold and breaking times are in milliseconds.

The default t_g time delay setting value is 0 s with I^2t OFF.

Table 18 shows t_g setting values with the I^2t OFF/ON option and the associated hold and breaking times.

Table 18 – Preset Values of t_g

Function	Setting Value				
t_g with I^2t OFF	0 s	0.1 s	0.2 s	0.3 s	0.4 s
t_g with I^2t ON	—	0.1 s	0.2 s	0.3 s	0.4 s
Hold time	20 ms	80 ms	140 ms	230 ms	350 ms
Maximum breaking time	80 ms	140 ms	200 ms	320 ms	500 ms

I^2t ON/OFF Function

Operation of the I^2t ON/OFF ground-fault protection is similar to that of the short-time I^2t function (see “Short-Time Protection” on page 33).

Ground-Fault Protection Test

Perform the ground-fault protection test on the keypad of the Micrologic trip unit (see “Ground-Fault Protection Test (Micrologic 6)” on page 21). Use this test to check the trip unit’s electronic tripping function.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Neutral Protection

Table 19 – Possible Neutral Protection Types

Circuit Breaker	Possible Types	Neutral Protection
Circuit breaker	3P, 3D	None
Circuit breaker with ENCT option	3P, 3D	None
	3P, 3D + N/2	Half neutral
	3P, 3D + N	Full neutral
	3P, 3D + OSN	Oversized neutral

P: Pole; D: Trip unit; N: Neutral protection

Neutral protection on Micrologic 5 and 6 trip units protects all types of electrical distribution applications against overload and short-circuit currents.

It is available on trip units with ENCT option

It is identical for Micrologic 5 and 6 trip units.

Normally, the phase protection protects the neutral conductor (if it is distributed and identical to the phases in size, that is, full neutral).

The neutral must have specific protection if:

- It is reduced in size compared to the phases
- Nonlinear loads generating third order harmonics (or multiples thereof) are installed

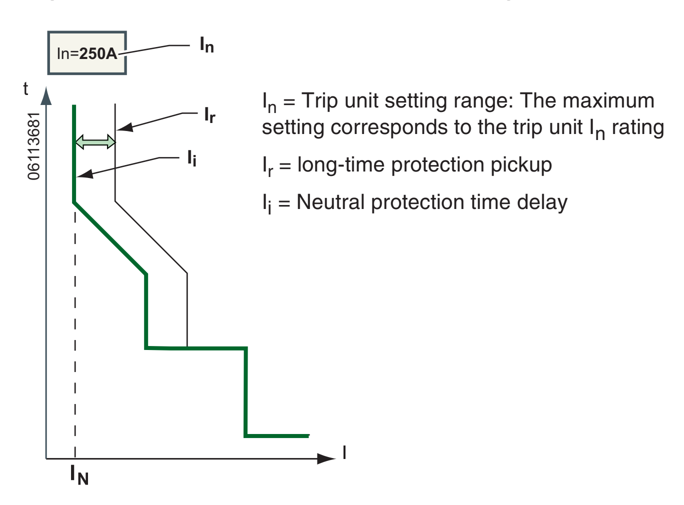
It may be necessary to switch off the neutral for operational reasons (multiple source diagram) or safety reasons (working with power off).

To summarize, the neutral conductor can be:

- Non-distributed
- Distributed, not switched off, and not protected
- Distributed, not switched off but protected (circuit breaker with ENCT option)

Operation

Figure 12 – Neutral Protection Tripping Curve



 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Neutral protection has the same characteristics as phase protection:

- Its pickup is in proportion with the long-time I_r and short-time I_{sd} protection pickups.
- It has the same trip time delay values as the long-time I_r and short-time I_{sd} protections.
- Its instantaneous protection is identical.

Setting the Neutral Protection

Set the trip unit Neutral status and the I_N pickup:

- Using the keypad on the Micrologic trip unit
- With the communication option, set using the RSU software

Neutral Protection Setting Value

Micrologic 5 and 6 trip units incorporate the OSN (Oversized Neutral) function, which manages protection of the neutral conductor when third-order harmonic currents (and multiples thereof) are present (see “Harmonic Currents” on page 55).

Table 20 shows, according to the value of the I_N / I_r function, the setting values of the neutral long-time protection and neutral short-time protection pickups:

Table 20 – Values of Neutral Protection Settings0tc

N / I_r Function		Long-Time Pickup Value $I_r(I_N)$	Short-Time Pickup Value $I_{sd}(I_N)$
OFF		N/A	N/A
0.5		I_r / 2	I_{sd} / 2
1		I_r	I_{sd}
OSN	with ENCT	1.6 x I_r	1.6 x I_{sd}

The setting values are identical for the phases, the neutral long-time, and short-time protection time delays.

Table 21 shows the setting values of the neutral protection pickups (set to OSN) according to the phase protection pickup I_r setting:

Table 21 – Setting Values of the Neutral Protection Pickups

I_r / I_N Values	Long-Time Pickup Value $I_r(I_N)$	Short-Time Pickup Value $I_{sd}(I_N)$
$I_r / I_N < 0.63$	1.6 x I_r	1.6 x I_{sd}
$0.63 < I_r / I_n < 1$	I_N	I_N x I_{sd} / I_r

Selection of the ENCT Option

Table 22 – The ENCT Option

I_n Rating	Neutral Protection Limited to I_n	OSN Protection > I_n
60 A	LV429521	LV429521
100 A	LV429521	LV429521
150 A	LV430563	LV430563
250 A	LV430563	LV432575
400 A	LV432575	LV432575
600 A	LV432575	No[1]

[1] For the 600 A rating, the OSN function is limited to I_n (= 600 A).

The ENCT option is an external neutral CT for a trip unit.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 22 indicates the reference for the ENCT option installed according to the I_n rating of the Micrologic trip unit or the need for OSN protection:

Installing the ENCT option

1. Connect the neutral conductor to the ENCT option primary (terminals H1, H2).
2. Remove (if existing) the jumper between terminals T1 and T2 of the Micrologic trip unit.
3. Connect the ENCT option secondary (terminals T1, T2) to terminals T1 and T2 of the Micrologic trip unit.
4. Declare the ENCT option when setting the protection functions for the Micrologic trip unit.

NOTE: If the ENCT option is declared before its installation, the Micrologic trip unit develops a fault (ENCT screen). Either install the ENCT option or to connect a jumper between terminals T1 and T2 on the Micrologic trip unit. Clear the ENCT screen by pressing the OK key two times (enter and confirm).

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Zone Selective Interlocking (ZSI)

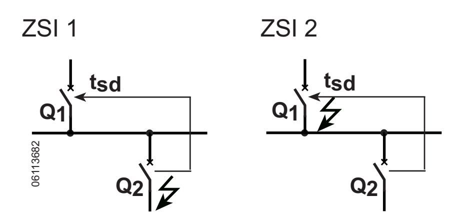
Use zone selective interlocking (ZSI) to reduce the electrodynamic stress on equipment when using selective coordination.

ZSI improves coordination by being selective about the position of the fault. A signal wire links the installed circuit breaker trip units and manages the trip time delay for upstream circuit breakers according to the fault position.

ZSI optimizes the availability of energy and reduce electrodynamic stress on the equipment. It is applicable to both short-time and ground-fault protection.

Example of ZSI Operation

Figure 13 – ZSI Example



The trip units on circuit breakers Q1 and Q2 have the same time delay settings as with selective coordination.

- If a fault occurs downstream of downstream circuit breaker Q2 (Figure 13, ZSI 1), the trip units on circuit breakers Q1 and Q2 detect the fault simultaneously. The trip unit on circuit breaker Q2 sends a restraint signal to the trip unit on circuit breaker Q1, which remains set on its time delay t_{sd}. Circuit breaker Q2 trips and clears the fault (instantaneously if circuit breaker Q2 is not delayed). The other users downstream of circuit breaker Q1 still have power, the energy availability is optimized.
- If a fault occurs downstream of circuit breaker Q1 (Figure 13, ZSI 2), the trip unit on circuit breaker Q1 does not receive a signal from the trip unit on circuit breaker Q2. Time delay t_{sd} is therefore inhibited. Circuit breaker Q1 trips and clears the fault on the equipment instantaneously. The electrodynamic stress created by the short-circuit current on the equipment is reduced to the minimum.

ZSI Wiring

The Micrologic 5 and 6 trip units support ZSI. The signal wire is connected to the trip unit as shown Figure 14.

Figure 14 – ZSI Wiring

Q1 Upstream circuit breaker

Q2 Circuit breaker being wired

Q3 Downstream circuit breaker

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Z1 ZSI-OUT source

Z2 ZSI-OUT

Z3 ZSI-IN source

Z4 ZSI-IN ST short-time protection

Z5 ZSI-IN GF ground-fault protection (Micrologic 6)

The short-time and ground-fault protection time delay settings (Micrologic 6) for trip units using ZSI must comply with the rules relating to selective coordination.

ZSI Connection

Connection Wire Characteristics:

- Impedance: <16 Ω per 300 m
- Maximum length: 300 m
- Type of cable: Shielded twisted (Belden 8441 or equivalent)
- Permissible conductor cross-section: 0.4–2.5 mm2
- Interconnection limit on inputs Z3, Z4, and Z5 (to downstream devices): 15 devices
- Interconnection limit on outputs Z1 and Z2 (to upstream devices) 5 devices

The figures show the options for connecting devices together:

Figure 15 – Connection Diagrams

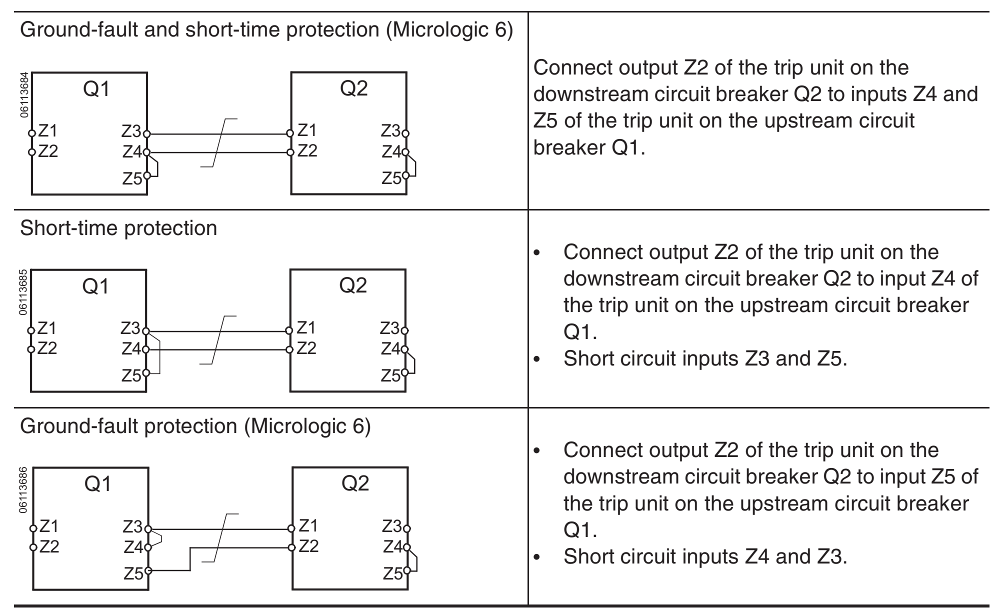


Diagram	Description
Ground-fault and short-time protection (Micrologic 6)	Connect output Z2 of the trip unit on the downstream circuit breaker Q2 to inputs Z4 and Z5 of the trip unit on the upstream circuit breaker Q1.
Short-time protection	• Connect output Z2 of the trip unit on the downstream circuit breaker Q2 to input Z4 of the trip unit on the upstream circuit breaker Q1. • Short circuit inputs Z3 and Z5.
Ground-fault protection (Micrologic 6)	• Connect output Z2 of the trip unit on the downstream circuit breaker Q2 to input Z5 of the trip unit on the upstream circuit breaker Q1. • Short circuit inputs Z4 and Z3.

NOTE: When ZSI is not used downstream, short circuit inputs Z3, Z4, and Z5. Failure to comply with this principle inhibits setting the short-time and ground-fault protection time delays.

Multi-Source Distribution

If a number of circuit breakers are installed upstream (as with multi-source distribution), the same multi-source principles apply. Connect a downstream circuit breaker to all the circuit breakers installed directly upstream:

- Connect all the commons (outputs Z1/inputs Z2) to one another.
- Connect output Z2 simultaneously to any or all inputs Z3, Z4, or Z5 on all of the circuit breaker trip units installed upstream.

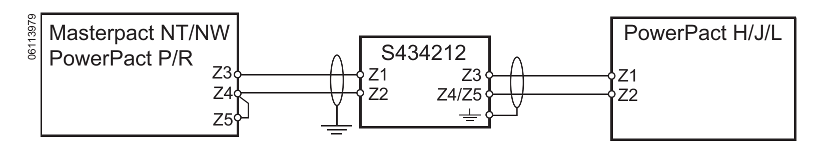
NOTE: Management of this configuration does not require any additional relays to ensure ZSI is controlled according to the sources in service.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

RC Filter

When using ZSI to connect PowerPact™ H-, J- or L-frame circuit breakers with Masterpact™ NT/NW or PowerPact P/R circuit breakers, add a ZSI Module (part number S434212) to the circuit by the Masterpact NT/NW or PowerPact P/R circuit breaker.

Figure 16 – ZSI Module S434212



Testing the ZSI

Test connection and operation of ZSI using the UTA and the LTU software available at schneider-electric.com.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Section 3— Metering Function

Real-Time Measurements

Instantaneous Values

Micrologic A (ammeter) and E (energy) trip units:

- Measure instantaneous current for each phase and the neutral current (if present), in real time as an rms value
- Measure ground-fault current (Micrologic 6), in real time as an rms value
- Calculate the average phase current in real time
- Determine the maximum and minimum values for these electrical quantities

Micrologic E trip units:

- Measure the instantaneous phase-to-phase and phase-to-neutral voltage (if present), in real time as an rms value
- Calculate the associated electrical quantities from the rms values of the currents and voltages:
  - Average phase-to-phase voltage and phase-to-neutral voltage (if present)
  - Current unbalances
  - Phase-to-phase voltage unbalances and phase-to-neutral voltage unbalances (if present)
  - Powers (see “Power Metering (Micrologic E)” on page 49)
  - Quality indicators: frequency, THD(I), and THD(V) (see “Metering Energy Quality Indicators (Micrologic E)” on page 58 and “Power Factor PF and Cos φ Measurement (Micrologic E)” on page 60)
- Display operating indicators: quadrants, phase rotation, and type of load
- Determine the maximum and minimum values for these electrical quantities
- Increment in real time three energy meters (active, reactive, apparent) using the total power real-time values (see page 49)

The sampling method utilizes the values of the harmonic currents and voltages up to the 15th order. The sampling period is 512 microseconds.

The values of the electrical quantities, whether measured or calculated in real time, update once a second.

Measuring the Neutral Current

Micrologic trip units with the ENCT option measure the neutral current:

Measure the neutral current by adding a special external neutral current transformer on the neutral conductor (for transformer information, see the *PowerPact™ H-, J-, and L-Frame Circuit Breaker Catalog*).

Measure the neutral current in the same way as the phase currents.

Measuring the Phase-to-Neutral Voltages

Micrologic trip units with the ENVT option measure the phase-to-neutral voltages V_{AN}, V_{BN}, and V_{CN}.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

To measure phase-to-neutral voltages, it is necessary to:

- Connect the wire from the ENVT option to the neutral conductor
- Declare the ENVT option (configured using the RSU software)

Measure the phase-to-neutral voltages in the same way as the phase-to-phase voltages.

Calculating the Average Current and Average Voltage

Micrologic trip units calculate the:

- Average current I_{avg}, the arithmetic mean of the three phase currents:

$$I_{avg} = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3}$$

- Average voltages:
  - — Phase-to-phase V_{avg}, the arithmetic mean of the three phase-to-phase voltages:

$$V_{avg} = \frac{(V_{AB} + V_{BC} + V_{CA})}{3}$$

  - — Phase-to-neutral V_{avg}, the arithmetic mean of the three phase-to-neutral voltages (Micrologic trip unit equipped with the ENVT option):

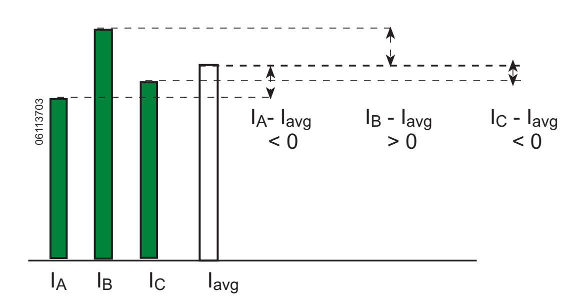
$$V_{avg} = \frac{(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN})}{3}$$

Measuring the Current and Voltage Phase Unbalances

Micrologic trip units calculate the current unbalance for each phase (three values). The current unbalance is a percentage of the average current:

$$I_{avg} = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3}$$

$$I_k unbalance\ (\%) = \frac{I_k - I_{avg}}{I_{avg}} \times 100 \text{ where k = A, B, C}$$



Micrologic trip units calculate the:

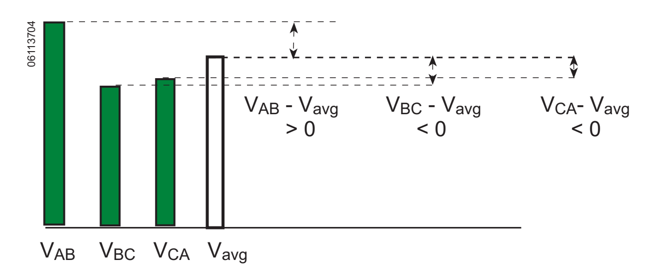
- Phase-to-phase voltage unbalance for each phase (three values)
- Phase-to-neutral (if present) voltage unbalance for each phase (three values)

The voltage unbalance is a percentage of the average value of the electrical quantity (V_{avg}):

$$V_{jk}\ unbalance\ (\%) = \frac{V_{jk} - V_{avg}}{V_{avg}} \times 100 \text{ where jk = AB, BC, CA}$$

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH



NOTE: The unbalance values are signed (relative values as a percentage). The maximum/minimum unbalance values are absolute values as a percentage.

Maximum/Minimum Values

The Micrologic A and E trip units determine in real time the maximum (max) and minimum (max) value reached by designated electrical quantities for the current period.

The Micrologic A (ammeter) trip unit determines in real time:

- The maximum (max) and minimum (min) value of the current for each phase reached for the current period.
- The maximum value (MAXmax) of all phase currents and the minimum value (MINmin) of all phase currents.

The Micrologic E (energy) trip unit determines in real time the maximum (max) and minimum (min) value reached by the following electrical quantities for the current period.

- Current: Phase and neutral currents, average currents, and current unbalances
- Voltage: Phase-to-phase and phase-to-neutral voltages, average voltages, and voltage unbalances
- Power: Total power and power for each phase (active, reactive, apparent, and distortion)
- Total harmonic distortion: The total harmonic distortion THD for both current and voltage
- Frequency
- The maximum value (MAXmax) of all phase currents and the minimum value (MINmin) of all phase currents.

The current period for a group starts at the last reset of one the maximum values in the group.

Resetting Maximum/Minimum Values

Reset the maximum and minimum values for a group using the communication option or on the Front Display Module (FDM121) (see bulletin DOCA0088EN: *FDM121—Display for LV Circuit Breaker—User Guide*).

Reset the maximum and minimum values in a group on the keypad using the menu (see “Resetting Peak Demand Values” on page 20) for the following groups:

- Currents
- Voltages
- Powers

Only the maximum values are displayed, but both the maximum and minimum values are reset.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Calculating Demand Values (Micrologic E)

The Micrologic E trip unit calculates:

- The demand values of the phase and neutral currents
- The demand values of the total (active, reactive, and apparent) powers

Each maximum demand value (peak) is stored in memory.

The demand values update according to the type of window.

The demand value of a quantity can be called the:

- Average/mean value
- Demand
- Demand value (over an interval)

Example:

Current demand or current demand value

Power demand or power demand value.

NOTE: Do not confuse the demand value with the mean (which is an instantaneous value).

Example:

Mean current (or average current) $I_{avg} = (I_A + I_B + I_C)/3$.

Demand Value Models

The demand value of a quantity over a defined interval (metering window) is calculated according to two different models:

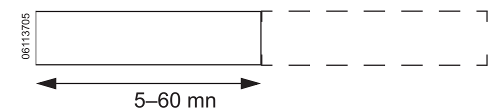
- Arithmetic demand value for the powers
- Quadratic demand value (thermal image) for the currents

Metering Window

The specified time interval T is chosen according to three types of metering window:

- Fixed window
- Sliding window
- Synchronized window

Fixed Metering Window



The duration of the fixed metering window can be set from 5 to 60 minutes in increments of 1 minute.

By default, the duration of the fixed metering window is 15 minutes.

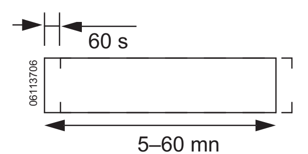
At the end of each fixed metering window:

- The demand value over the metering window is calculated and updated.
- Calculation of a new demand value is initialized on a new metering window.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Sliding Metering Window



Set the duration of the sliding metering window from 5 to 60 minutes in increments of 1 minute.

By default, the duration of the sliding metering window is 15 minutes.

At the end of each sliding metering window and then once a minute:

- The demand value over the metering window is calculated and updated.
- Calculation of a new demand value is initialized on a new metering window:
  - By eliminating the contribution of the first minute of the previous metering window
  - By adding the contribution of the current minute

Synchronized Metering Window

Synchronization is done using the communication network.

When the synchronization pulse is received:

- The demand value over the synchronized metering window is recalculated.
- A new demand value is calculated.

NOTE: The interval between two synchronization pulses must be less than 60 minutes.

Quadratic Demand Value (Thermal Image)

The quadratic demand value model represents the conductor heat rise (thermal image).

The heat rise created by the current I(t) over the time interval T is identical to the heat rise created by a constant current Ith over the same interval. Ith represents the thermal effect of the current I(t) over the interval T. If the period T is infinite, the current I(th) represents the thermal image of the current.

The demand value according to the thermal model is calculated on a sliding metering window.

NOTE: The thermal demand value is similar to an rms value.

Arithmetic Demand Value

The arithmetic demand value model represents the consumption of electricity and the associated cost.

The demand value according to the arithmetic model can be calculated on any type of metering window.

Peak Demand Value

The Micrologic E trip unit indicates the maximum value (peak) reached over a defined period for:

- The demand values of the phase and neutral currents
- The demand values of the total powers (active, apparent, and reactive)

The demand values are organized into two groups (see “Real-Time Measurements” on page 44):

- Current demand values
- Power demand values

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Resetting Peak Demand Values

Reset the peaks in a group using the communication option or on the Front Display Module (FDM121) (see bulletin DOCA0088EN: *FDM121—Display for LV Circuit Breaker—User Guide*).

Power Metering (Micrologic E)

The Micrologic E trip unit calculates the electrical quantities required for power management:

- The instantaneous values of the:
  - Active powers (total P_{tot} and per phase) in kW
  - Reactive powers (total Q_{tot} and per phase) in kvar
  - Apparent powers (total S_{tot} and per phase) in kVA
  - Fundamental reactive powers (total $Qfund_{tot}$ and per phase) in kvar
  - Distortion powers (total D_{tot} and per phase) in kvar
- The maximum and minimum values for each of these powers
- The demand values and the peaks for the total P_{tot}, Q_{tot}, and S_{tot} powers
- The cos φ and power factor (PF) indicators
- The operating quadrant and type of load (leading or lagging)

All these electrical quantities are calculated in real time and their values updated once a second.

Principle of Power Metering

The Micrologic E trip unit calculates power values from the rms values of the currents and voltages.

The calculation principle is based on:

- Definition of the powers
- Algorithms
- Definition of the power sign (circuit breaker powered from the top or underside)

The calculation algorithm, based on the definition of the powers, is explained in “Power Calculation Algorithm” on page 51.

Calculations utilize harmonics up to the 15th.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Calculation Based on Neutral Conductor

The calculation algorithm depends on the presence or absence of voltage metering on the neutral conductor.

Circuit Breaker with ENVT: 3 Wattmeter Method	Circuit Breaker without ENVT: 2 Wattmeter Method
Use on: • Circuit Breaker, Distributed Neutral (ENVT option)	
When there is voltage metering on the neutral (circuit breaker with ENVT option), the Micrologic E trip unit measures the power by using three single-phase loads downstream.	When there is no voltage metering on the neutral), the Micrologic E trip unit measures the power: • Using the current from two phases (I_A and I_C) and composite voltages from each of these two phases in relation to the third (V_{AB} and V_{BC}) • Supposing (by definition) that the current in the neutral conductor is zero: $\vec{i}_A + \vec{i}_B + \vec{i}_C = 0$
To calculate power P_{tot}: $P_{tot} = V_{AN}I_N\cos(\overrightarrow{V_{AN}},\overrightarrow{I_A}) + V_{BN}I_B\cos(\overrightarrow{V_{BN}},\overrightarrow{I_B}) + V_{CN}I_C\cos(\overrightarrow{V_{CN}},\overrightarrow{I_{3C}})$	To calculate power P_{tot} equals $PW_1 + PW_2$: $P_{tot} = V_{AB}I_A\cos(\overrightarrow{V_{AB}},\overrightarrow{I_A}) + V_{CB}I_C\cos(\overrightarrow{V_{CB}},\overrightarrow{I_C})$

Table 23 – Metering Options

Method	Non-Distributed Neutral	Distributed Neutral No ENVT Option	Distributed Neutral ENVT Option
2 Wattmeters	X	X[1]	—
3 Wattmeters	—	—	X

1 The measurement is incorrect once there is current circulating in the neutral.

Distributed Neutral

Declare the ENVT option using the RSU software (see “ENVT Option Setup” on page 81) and connect the ENVT to the neutral conductor.

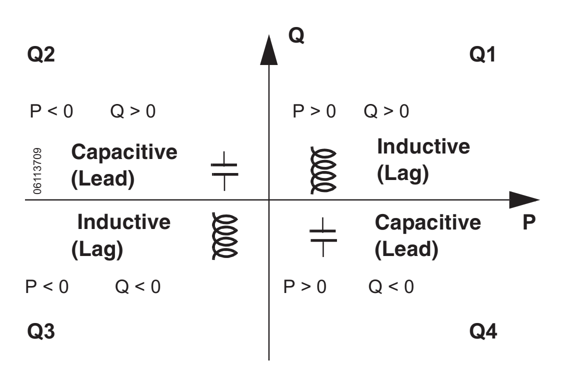
NOTE: Declaration of the ENCT option alone does not result in correct calculation of the powers. It is essential to connect the wire from the ENVT to the neutral conductor.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Power Sign and Operating Quadrant

Figure 17 – Operating Quadrants (Q1, Q2, Q3, and Q4)



By definition, the active powers are:

- Signed + when used the user, that is, when the device is acting as a receiver
- Signed - when supplied by the user, that is, when the device is acting as a generator

By definition, the reactive powers are:

- Have the same sign as the active energies and powers when the current lags behind the voltage, that is, when the device is inductive (lagging)
- Have the opposite sign to the active energies and powers when the current is ahead of the voltage, that is, when the device is capacitive (leading)

NOTE: The power values are:

- — Signed on the communication (for example, when reading the FDM121)
- — Not signed when reading the Micrologic LCD display

Power Supply

Power H-, J- and L-frame circuit breakers from the top (standard, considered to be the default position) or from the underside: the sign for the power running through the circuit breaker depends on the type of connection.

NOTE: By default, the Micrologic E trip unit signs as positive the powers running through the circuit breaker supplied from the top with loads connected from the underside.

Circuit breakers powered from the underside must have the powers signed as negative.

Modify the Power sign using the RSU software (see “Power Setup” on page 81).

Power Calculation Algorithm

The algorithms are given for both two wattmeter and three wattmeter calculation methods. The power definitions and calculation are given for a network with harmonics.

The Micrologic E trip unit displays all the calculated quantities (on-screen or using the communication network). With the two wattmeter calculation method, it is not possible to deliver power metering for each phase.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Table 24 – Power Algorithms

Calculation	Circuit Breaker with ENVT Option	Circuit Breaker without ENVT Option
Input Data: Voltages and currents for each phase (for more information about calculating harmonics, see Harmonic Currents, p. 87)	$V_{ij}(t) = \sum_{n=1}^{15} V_{ijn}\sqrt{2}\sin(N\omega t)$ and $V_{ij}(t) = \sqrt{\sum_{n=1}^{15} V_{ijn}^{2}}$ $V_{iN}(t) = \sum_{n=1}^{15} V_{iNn}\sqrt{2}\sin(N\omega t)$ and $V_{i}(t) = \sqrt{\sum_{n=1}^{15} V_{in}^{2}}$ $I_{i}(t) = \sum_{n=1}^{15} I_{in}\sqrt{2}\sin(N\omega t - \varphi_n)$ and $I_{i}(t) = \sqrt{\sum_{n=1}^{15} I_{in}^{2}}$ Where i, j = A, B, C (phase)	—
Active Powers	$P_i = \frac{1}{T}\int_T v_i(t) i_i(t) dt = \sum_{n=1}^{15} V_{in} I_{in} \cos(v_{in}, i_{in})$ Where i = A, B, C (phase)	— (Only the total active power can be calculated.)
	$P_{tot} = P_A + P_B + P_C$	$P_{tot} = P_{W1} + P_{W2}$ P_{w1} and P_{w2} are the fictional powers calculated by the 2 Wattmeter method.
Apparent Powers for Each Phase	$S_i = (V_i \cdot I_i)$ Where i = A, B, C (phase)	—
Reactive Powers With Harmonics for Each Phase	Reactive power with harmonics is not physically significant. $Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}$ Where i = A, B, C (phase)	—
Reactive Powers The reactive power of the fundamental corresponds to the physical reactive power.	$Qfund_i = V_i I_i \sin\varphi_i$ Where i = A, B, C (phase)	Only the total reactive power can be calculated.
	$Qfund_{tot} = Qfund_{totA} + Qfund_{totB} + Qfund_{totC}$	$Qfund_{tot} = Qfund_{w1} + Qfund_{w2}$ Qfundw1 and Qfundw2 are the fictional powers calculated by the 2-wattmeter method.
Distortion Power (The quadratic difference between the reactive power with harmonics and the reactive power fundamental).	$D_i = \sqrt{Q_i^2 - Qfund_i^2}$ Where i = A, B, C (phase)	Only the total distortion power can be calculated.
	$D_{tot} = D_A + D_B + D_C$	$D_{tot} = D_{w1} + D_{w2}$ D_{w1} and D_{w2} are the fictional powers calculated by the 2-wattmeter method.
Total Reactive Power (With Harmonics) Total reactive power (with harmonics) is not physically significant.	$Q_{tot} = \sqrt{Qfund_{tot}^2 + D_{tot}^2}$	$Q_{tot} = \sqrt{Qfund_{tot}^2 + D_{tot}^2}$
Total Apparent Power	$S_{tot} = \sqrt{P_{tot}^2 + Q_{tot}^2}$	$S_{tot} = \sqrt{P_{tot}^2 + Q_{tot}^2}$

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Energy Metering (Micrologic E)

The Micrologic E trip unit calculates the different types of energy using energy meters and provides the values of:

- The active energy E_p, the active energy supplied E_pOut and the active energy consumed E_pIn
- The reactive energy E_q, the reactive energy supplied E_qOut and the reactive energy consumed E_qIn
- The apparent energy E_s

Energy values are shown as an hourly consumption. Values update once a second. Values are stored in nonvolatile memory once an hour.

NOTE: When the current through the circuit-breaker is low (15–50 A, depending on the rating), the Micrologic E must be powered with an external 24 Vdc power supply to calculate energy. See “Control Power” on page 9.

Principle of Energy Calculation

By definition

- Energy is the integration of the instantaneous power over a period T:

  $E = \int_T G\delta t$ where G = P, Q, or S

- The value of the instantaneous active power P and the reactive power Q can be positive (power consumed) or negative (power supplied) according to the operating quadrant (see “Power Sign and Operating Quadrant” on page 51).
- The value of the apparent power S is always counted positively.

Partial Energy Meters

For each type of energy, active or reactive, a partial energy consumed meter and a partial energy supplied meter calculate the accumulated energy by incrementing once a second:

- The contribution of the instantaneous power consumed for the energy consumed meter

  $$E(t)In \text{ (consumed)} = \left(\sum_{t-1} Gin(u) + Gin\right) / 3600$$

  where Gin= P_{tot} or Q_{tot} consume

- The contribution as an absolute value of the power supplied for the energy supplied meter (power supplied is always counted negatively)

  $$E(t)(Out) \text{ (supplied)} = \left(\left|\sum_{t-1} Gout(u) + Gout\right|\right) / 3600$$

  where Gin= P_{tot} or Q_{tot} consume

The calculation is initialized by the last Reset action (see “Resetting Energy Meters” on page 54).

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Energy Meters

From the partial energy meters and for each type of energy, active or reactive, an energy meter provides either of the following measurements once a second:

- The absolute energy, by adding the consumed and supplied energies together. The energy accumulation mode is absolute

  E(t)absolute = E(t)In + E(t)Out
- The signed energy, by differentiating between consumed and supplied energies. The energy accumulation mode is signed

  E(t)signed = E(t)In – E(t)Out

The apparent energy E_s is always counted positively.

Selecting Energy Calculation

The information sought determines calculation selection:

- The absolute value of the energy that has crossed the poles of a circuit breaker or the cables of an item of electrical equipment is relevant for maintenance of an installation.
- The signed values of the energy supplied and the energy consumed are required to calculate the economic cost of an item of equipment.

By default, absolute energy accumulation mode is configured.

The setting can be modified using the RSU software (see “Energy Accumulation Mode Setup” on page 82).

Resetting Energy Meters

The energy meters are arranged in the energy generating set (see “Real-Time Measurements” on page 44). Reset the energy meters using the communication option or on the FDM121 (see bulletin DOCA0088EN: *FDM121—Display for LV Circuit Breaker—User Guide*).

There are two additional active energy accumulation meters (E_pIn and E_pOut) that cannot be reset.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Harmonic Currents

Origin and Effects of Harmonics

Many nonlinear loads present on an electrical network creates a high level of harmonic currents in the electrical networks.

These harmonic currents:

- Distort the current and voltage waves
- Degrade the quality of the distributed energy

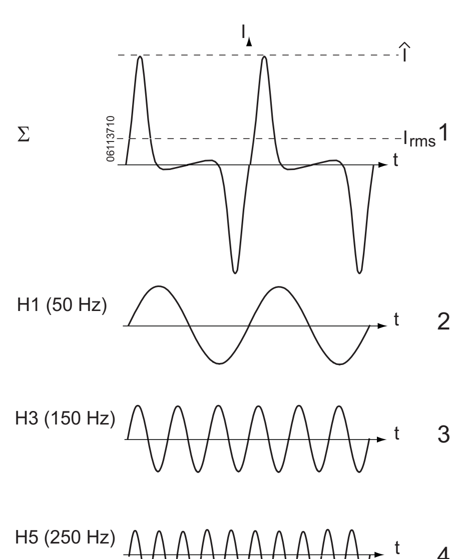
These distortions, if they are significant, can result in:

- Malfunctions or degraded operation in the powered devices
- Unwanted heat rises in the devices and conductors
- Excessive power consumption

These various problems increase the system installation and operating costs. It is therefore necessary to control the energy quality carefully.

Definition of a Harmonic

Figure 18 – Current Wave Distorted by a Harmonic Component



1. I_{rms} = RMS value of the total current
2. I1 = Fundamental Curve
3. I3 = Third Order Harmonic Current
4. I5 = Fifth Order Harmonic Current

A periodic signal is a superimposition of:

- The original sinusoidal signal at the fundamental frequency (for example, 50 Hz or 60 Hz)
- Sinusoidal signals whose frequencies are multiples of the fundamental frequency called harmonics
- Any DC component

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

This periodic signal is broken down into a sum of terms:

$$y(t) = y_0 + \sum_{1}^{\infty} y_n(\sqrt{2} x \sin(n\omega t - \varphi_n))$$

where:

- Y_0 = Value of the DC component
- y_n = RMS value of the nth harmonic
- ω = Pulsing of the fundamental frequency
- φ_n = Phase displacement of harmonic component

NOTE: The DC component is usually very low (even upstream of rectifier bridges) and can be deemed to be zero.

NOTE: The first harmonic is called the fundamental (original signal).

RMS Currents and Voltages

Micrologic E trip units display the rms values of currents and voltages (“Real-Time Measurements” on page 44).

- The total rms current Irms is the square root of the sum of the square of the rms currents of each harmonic:

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{1}^{\infty} I_{nrms}^2} = \sqrt{I_{1rms}^2 + I_{2rms}^2 + \ldots + I_{nrms}^2 + \ldots}$$

- The total rms voltage Vrms is the square root of the sum of the square of the rms voltages of each harmonic:

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{1}^{\infty} V_{nrms}^2} = \sqrt{V_{1rms}^2 + V_{2rms}^2 + \ldots + V_{nrms}^2 + \ldots}$$

Acceptable Harmonic Levels

Various standards and statutory regulations set the acceptable harmonic levels:

- Electromagnetic compatibility standard adapted to low voltage public networks: IEC 61000-2-2
- Electromagnetic compatibility standards:
  - — For loads below 16 A: IEC 61000-3-2
  - — For loads higher than 16 A: IEC 61000-3-4
- Recommendations from energy distribution companies applicable to the installations

The results of international studies have identified typical harmonic values that should not be exceeded.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Table 25 – Typical Harmonic Values for Voltage as a Percentage of the Fundamental

Odd Harmonics that are Not Multiples of 3		Odd Harmonics that are Multiples of 3		Even Harmonics	
Order (n)	**Value as % of V_1**	**Order (n)**	**Value as % of V_1**	**Order (n)**	**Value as % of V_1**
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1.5%	4	1%
11	3.5%	15	0.3%	6	0.5%
13	3%	>15	0.2%	8	0.5%
17	2%	—	—	10	0.5%
>19	1.5%	—	—	>10	0.2%

NOTE: Harmonics of a high order (n > 15) have low rms values and can therefore be ignored.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Metering Energy Quality Indicators (Micrologic E)

The Micrologic E trip unit provides, using the communication network, the measurements, and quality indicators required for energy management:

- Reactive power measurement
- Power factor PF
- cos φ
- Total harmonic distortion THD
- Distortion power measurement

For more information, see “Power Metering (Micrologic E)” on page 49 and “Energy Metering (Micrologic E)” on page 53.

The energy quality indicators consider:

- Reactive energy management (cos φ metering) to optimize the size of the equipment or avoid peak tariffs
- Management of harmonics to avoid degradation and malfunctions during operation

Use these measurements and indicators to implement corrective actions to maintain energy quality.

Current THD

The current THD is a percentage of the rms value of harmonic currents greater than 1 in relation to the rms value of the fundamental current (order 1). The Micrologic E trip unit calculates the total harmonic current distortion THD up to the 15th harmonic:

$$THD(I) = \frac{\sqrt{\sum_{2}^{15} I_{nrms}^{2}}}{I_{rms}} = \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_{rms}}\right)^{2} - 1}$$

The current THD can be higher than 100%.

Use the total harmonic distortion THD(I) to assess the deformation of the current wave with a single number (see Table 26).

Table 26 – THD Limit Values

THD(I) Value	Comments
THD(I) < 10%	Low harmonic currents: Little risk of malfunctions.
10% < THD(I) < 50%	Significant harmonic currents: Risk of heat rise, oversizing of supplies.
50% < THD(I)	High harmonic currents: The risks of malfunction, degradation, and dangerous heat rise are almost certain unless the installation is calculated and sized with this restriction in mind.

Deformation of the current wave created by a nonlinear device with a high THD(I) can lead to deformation of the voltage wave, depending on the level of distortion and the source impedance. This deformation of the voltage wave affects all of the devices powered by the supply. Sensitive devices on the system can therefore be

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

affected. A device with a high THD(I) may not be affected itself but could cause malfunctions on other, more sensitive devices on the system.

NOTE: THD(I) metering is an effective way of determining the potential for problems from the devices on electrical networks.

Voltage THD

The voltage THD the percentage of the rms value of harmonic voltages greater than 1 in relation to the rms value of the fundamental voltage (first order). The Micrologic E trip unit calculates the voltage THD up to the 15th harmonic:

$$THD(V) = \frac{\sqrt{\sum_{2}^{15} V_{nrms}^2}}{V_{1rms}}$$

This factor can in theory be higher than 100% but is in practice rarely higher than 15%.

Use the total harmonic distortion THD(V) to assess the deformation of the voltage wave with a single number. The limit values in Table 27 are commonly evaluated by energy distribution companies:

Table 27 – THD Limit Values

THD(V) Value	Comments
THD(V) < 5%	Insignificant deformation of the voltage wave. Little risk of malfunctions.
5% < THD(V) < 8%	Significant deformation of the voltage wave. Risk of heat rise and malfunctions.
8% < THD(V)	Significant deformation of the voltage wave. There is a high risk of malfunction unless the installation is calculated and sized based on this deformation.

Deformation of the voltage wave affects all devices powered by the supply.

NOTE: Use the THD(V) indication to assess the risks of disturbance of sensitive devices supplied with power.

Distortion Power D

When harmonic distortion is present, calculation of the total apparent power involves three terms:

$$S_{tot}^2 = P_{tot}^2 + Q_{tot}^2 + D_{tot}^2$$

The distortion power D qualifies the energy loss due to the presence of harmonic distortion.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Power Factor PF and Cos φ Measurement (Micrologic E)

Power Factor PF

The Micrologic E trip unit calculates the power factor PF from the total active power P_{tot} and the total apparent power S_{tot}:

$$PF = \frac{P_{tot}}{S_{tot}}$$

This indicator qualifies:

- The oversizing necessary for the installation power supply when harmonic currents are present
- The presence of harmonic currents by comparison with the value of the cos φ

Cos φ

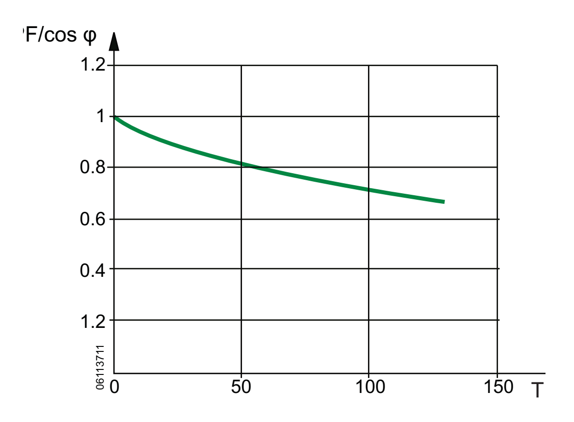
The Micrologic E trip unit calculates the cos φ from the total active power $Pfund_{tot}$ and the total apparent power $Sfund_{tot}$ of the fundamental (first order):

$$\cos\varphi = \frac{Pfund_{tot}}{Sfund_{tot}}$$

This indicator qualifies use of the energy supplied.

Power Factor PF and Cos φ When Harmonic Currents are Present

Figure 19 – PF/Cos φ as a Function of THD(I)



If the supply voltage is not too distorted, the power factor PF is a function of the cos φ and the THD(I):

$$PF = \frac{\cos\varphi}{\sqrt{1 + THD(I)^2}}$$

By comparing the two values, it is possible to estimate the level of harmonic deformation on the supply.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Sign for the Power Factor PF and Cos φ

Two sign conventions can be applied for these indicators:

- IEC convention: The sign for these indicators complies strictly with the signed calculations of the powers (that is, P_{tot}, S_{tot}, $Pfund_{tot}$, and $Sfund_{tot}$)
- IEEE convention: The indicators are calculated in accordance with the IEC convention but multiplied by the inverse of the sign for the reactive power (Q)

$$PF = \frac{P_{tot}}{S_{tot}} \text{x}((-sign)(Q))$$

and

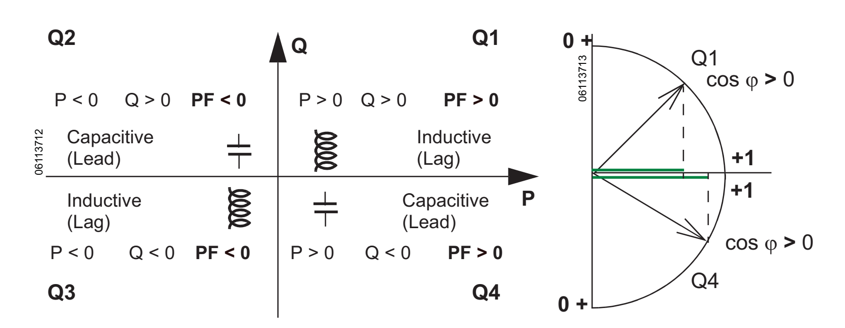
$$\cos\varphi = \frac{Pfund_{tot}}{Sfund_{tot}} \text{x}((-sign)(Q))$$

NOTE: For a device, a part of an installation which is only a receiver (or generator), the advantage of the IEEE convention is that it adds the type of reactive component to the PF and cos φ indicators:

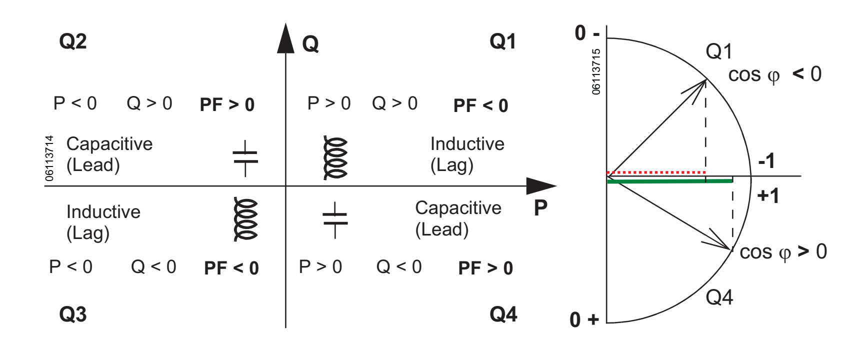
- Lead: Positive sign for the PF and cos φ indicators
- Lag: Negative sign for the PF and cos φ indicators

Figure 20 – Sign for Power Factor PF an

IEC Convention



IEEE Convention



 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Managing the Power Factor PF and Cos φ: Minimum and Maximum Values

Managing the PF and cos φ indicators consists of:

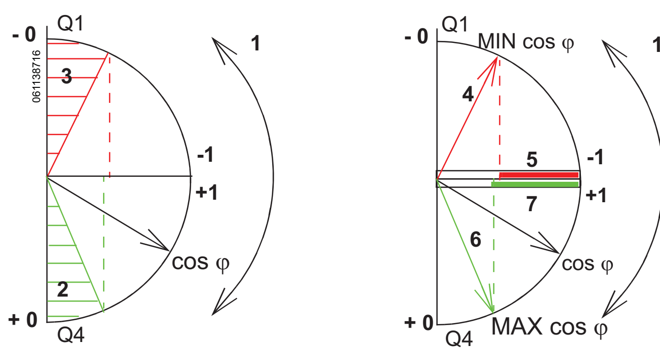
- Defining critical situations
- Implementing monitoring of the indicators in accordance with the definition of critical situations

Situations are considered critical when the values of the indicators are around 0. The minimum and maximum values of the indicators are defined for these situations.

Figure 21 illustrates the variations of the cos φ indicator (with the definition of the cos φ min/ max) and its value according to IEEE convention for a receiver application:

NOTE: The minimum and maximum values of the PF and cos φ indicator indicators are not physically significant: they are markers which determine the ideal operating zone for the load.

Figure 21 – Cos φ Indicator



1. Arrows indicating the cos φ variation range for the load in operation
2. Critical zone + 0 for highly capacitive devices (shaded green)
3. Critical zone - 0 for highly inductive devices (shaded red)
4. Minimum position of the load cos φ (lagging): red arrow
5. Variation range of the value of the load cos φ (lagging): red
6. Maximum position of the load cos φ (leading): green arrow
7. Variation range of the value of the load cos φ (leading): green

PF_{max} (or cos φ_{max}) is obtained for the smallest positive value of the PF (or cos φ) indicator.

PF_{min} (or cos φ_{min}) is obtained for the largest negative value of the PF (or cos φ) indicator.

Monitoring the Cos φ and Power Factor PF Indicators

According to the IEEE convention, critical situations in receiver mode on a capacitive or inductive load are detected and discriminated (two values).

Table 28 indicates the direction in which the indicators vary and their value in receiver mode.

- The quality indicator max and min indicate both critical situations.
- According to the IEC convention, critical situations in receiver mode on a capacitive or inductive load are detected but not discriminated (one value).

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 28 – Indicator Direction and Value in Receiver Mode

	IEEE Convention		IEC Convention	
Operating quadrant	Q1	Q4	Q1	Q4
Direction in which the cos φ (or PFs) vary over the operating range	min → max (increasing)	min → max (increasing)	min → max (decreasing)	min → max (increasing)
Value of the cos φ (or PFs) over the operating range	-0...-0.3...-0.8...-1	+1...+0.8...+0.4...+0	+0...+0.3...+0.8...+1	+1...+0.8...+0.4...+0

Selecting the Sign Convention for the Cos φ and Power Factor PF

Set the sign convention for the cos φ and PF indicators with the RSU software (see “Metering Setup” on page 81).

The IEEE convention is applied by default.

NOTE: The sign convention selection also determines the alarm selection. For example, monitoring of an alarm indicator which uses IEC convention is incorrect if the IEEE convention has been configured.

Measurements

Micrologic trip units provide measurements:

- Using the communication network
- On the Front Display Module (FDM121) in the Services/Metering menu (see bulletin DOCA0088EN: *FDM121—Display for LV Circuit Breaker—User Guide*).

Some measurements can be accessed on the Micrologic trip unit display (see “Metering Screens” on page 15).

The tables in this chapter indicate the measurements available and specify the following information for each measurement:

- Unit
- Measurement range
- Accuracy
- Accuracy range

Accuracy

The trip units comply with the requirements of UL 489.

The accuracy of each measurement is defined:

- For a Micrologic trip unit powered in normal conditions
- At a temperature of 73°F +/- 3°F (23°C +/- 2°C)

For a measurement taken at a different temperature, in the temperature range -13°F to 158°F (-25°C to +70°C), the derating coefficient for temperature accuracy is 0.05% per degree.

The accuracy range is the part of the measurement range for which the defined accuracy is obtained; the definition of this range can be linked to the circuit breaker load characteristics.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Real-Time Measurements

Table 29 – Micrologic A Real-Time Measurements

Item	Measurement	Unit	Measurement Range	Accuracy	Accuracy Range
Current Metering (I_N with ENCT option only)	• Phase I_A, I_B, I_C, and neutral I_N current measurement • Maximum current values of phases $I_{A\ max}$, $I_{B\ max}$, $I_{C\ max}$, and the neutral $I_{N\ max}$ • Maximum value (MAXmax) of all phase currents • Minimum current values of phases $I_{A\ min}$, $I_{B\ min}$, $I_{C\ min}$, and neutral $I_{N\ min}$ • Minimum value (MINmin) of all phase currents • Average current I_{avg} measurements • Maximum average current value $I_{avg\ max}$ • Minimum average current value $I_{avg\ min}$	A	0–20 I_n	+/- 1%	0.2–1.2 I_n
	Micrologic 6 • Ground-fault current measurement • Maximum/minimum value of the ground-fault current	% I_g	0–600%	—	—

Table 30 – Micrologic E Real-Time Measurements

Item	Measurement	Unit	Measurement Range	Accuracy	Accuracy Range
Current Metering (I_N with ENCT option only)	• Phase I_A, I_B, I_C, and neutral I_N current measurements • Maximum current values of phases $I_{A\ max}$, $I_{B\ max}$, $I_{C\ max}$, and the neutral $I_{N\ max}$ • Maximum value (MAXmax) of all phase currents • Minimum current values of phases $I_{A\ min}$, $I_{B\ min}$, $I_{C\ min}$, and neutral $I_{N\ min}$ • Minimum value (MINmin) of all phase currents • Average current I_{avg} measurements • Maximum average current value $I_{avg\ max}$ • Minimum average current value $I_{avg\ min}$	A	0–20 I_n	+/- 1%	0.2–1.2 I_n
	Micrologic 6 • Ground-fault current measurement • Maximum/minimum value of the ground-fault current	% I_g	0–600%	—	—
Current Unbalance Metering The accuracy range is for the current range: 0.2 –1.2 I_n.	• Current phase unbalance measurements $I_{A\ unbal}$, $I_{B\ unbal}$, $I_{C\ unbal}$ • Maximum values of current phase unbalances $I_{A\ unbal\ max}$, $I_{B\ unbal\ max}$, $I_{C\ unbal\ max}$ • Maximum value (MAXmax) of all phase unbalances **NOTE:** • The unbalance values are signed (relative values). • The unbalance maximum values (max) are not signed (absolute values).	% I_{avg}	-100–100%	+/- 2%	-100–100%
Voltage Metering (V_{AN}, V_{BN}, V_{CN} with ENVT option only)	• Phase-to-phase V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}, and phase-to-neutral V_{AN}, V_{BN}, V_{CN} voltage measurements • Maximum values of phase-to-phase voltages $V_{AB\ max}$L-L, $V_{BC\ max}$L-L, $V_{CA\ max}$L-L, and phase-to-neutral voltages $V_{AN\ max}$L-N, $V_{BN\ max}$ L-N, $V_{CN\ max}$L-N • Maximum value of the maximum phase-to-phase voltages (V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}) • Minimum values of phase-to-phase voltages $V_{AB\ min}$L-L, $V_{BC\ min}$ L-L, $V_{CA\ min}$ L-L, and phase-to-neutral voltages $V_{AN\ min}$ L-N, $V_{BN\ min}$L-N, $V_{CN\ min}$ L-N • Minimum value of the minimum phase-to-phase voltages (V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}) • Average voltage measurements V_{avg} L-L and V_{avg} L-N • Maximum value of average values $V_{avg\ max}$ L-L and $V_{avg\ max}$L-N • Minimum value of average values $V_{avg\ min}$ L-L and $V_{avg\ min}$ L-N	V	0–850 V	+/- 0.5%	70–850 V

Continued on next page

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Table 30 – Micrologic E Real-Time Measurements *(continued)*

Item	Measurement	Unit	Measurement Range	Accuracy	Accuracy Range
Voltage Unbalance Metering The accuracy range is for the voltage range: 70–850 V (V_{AN}, V_{BN}, V_{CN} with ENVT option only)	• Phase-to-phase voltage $V_{AB\ unbal}$ L-L, $V_{BC\ unbal}$ L-L, $V_{CA\ unbal}$ L-L, and phase-to-neutral voltage $V_{AN\ unbal}$ L-N, $V_{BN\ unbal}$ L-N, $V_{CN\ unbal}$ L-N unbalance measurements • Maximum values of phase-to-phase voltage unbalances $V_{AB\ unbal\ max}$ L-L, $V_{BC\ unbal\ max}$ L-L, $V_{CA\ unbal\ max}$ L-L, and phase-to-neutral voltage unbalances $V_{AN\ unbal\ max}$ L-L, $V_{BN\ unbal\ max}$ L-L, $V_{CN\ unbal\ max}$ L-L • Maximum values (MAXmax) of all phase-to-phase and phase-to-neutral voltage unbalances Note: • The unbalance values are signed (relative values). • The unbalance maximum values (max) are not signed (absolute values).	%V_{avg} L-L %V_{avg} L-N	-100–100%	+/- 1%	100–100%
Power Metering The accuracy range is for: • Current range: 0.1–1.2 I_n • Voltage range: 70–850 V • Cos φ range: -1 to -0.5 and 0.5 to 1	Only with ENVT option • Active power measurements for each phase P_A, P_B, P_C • Maximum values of active powers for each phase $P_{A\ max}$, $P_{B\ max}$, $P_{C\ max}$ • Minimum values of active powers for each phase $P_{A\ min}$, $P_{B\ min}$, $P_{C\ min}$	kW	-1000–1000 kW	+/- 2%	-1000 to -1 kW 1 to 1000 kW
	• Total active power measurement P_{tot} • Maximum value of total active power $P_{tot\ max}$ • Minimum value of total active power $P_{tot\ min}$	kW	-3000–3000 kW	+/- 2%	-3000 to -3 kW 3 to 3000 kW
	• Only with ENVT option Reactive power measurements for each phase Q_A, Q_B, Q_C • Maximum values of reactive powers for each phase $Q_{A\ max}$, $Q_{B\ max}$, $Q_{C\ max}$ • Minimum values of reactive powers for each phase $Q_{A\ min}$, $Q_{B\ min}$, $Q_{C\ min}$	kvar	-1000–1000 kvar	+/- 2%	-1000 to -1 kvar 1 to 1000 kvar
	• Total reactive power measurement Q_{tot} • Maximum value of total reactive power $Q_{tot\ max}$ • Minimum value of total reactive power $Q_{tot\ min}$	kvar	-3000–3000 kvar	+/- 2%	-3000 to -3 kvar 3 to 3000 kvar
	Only with ENVT option • Apparent power measurements for each phase S_A, S_B, S_C • Maximum values of apparent powers for each phase $S_{A\ max}$, $S_{B\ max}$, $S_{C\ max}$ • Minimum values of apparent powers for each phase $S_{A\ min}$, $S_{B\ min}$, $S_{C\ min}$	kVA	-1000–1000 kVA	+/- 2%	-1000 to -1 kVA 1 to 1000 kVA
	• Total apparent power measurement S_{tot} • Maximum value of total apparent power $S_{tot\ max}$ • Minimum value of total apparent power $S_{tot\ min}$	kVA	-3000–3000 kVA	+/- 2%	-3000 to -3 kVA 3 to 3000 kVA
	Only with ENVT option • Fundamental reactive power measurements for each phase $Qfund_A$, $Qfund_B$, $Qfund_C$ • Maximum values of fundamental reactive powers for each phase $Qfund_{A\ max}$, $Qfund_{B\ max}$, $Qfund_{C\ max}$ • Minimum values of fundamental reactive powers for each phase $Qfund_{A\ min}$, $Qfund_{B\ min}$, $Qfund_{C\ min}$	kvar	-100–1000 kvar	+/- 2%	-1000 to -1 kvar 1 to 1000 kvar
	• Total fundamental reactive power measurement $Qfund_{tot}$ • Maximum value of total fundamental reactive power $Qfund_{tot\ max}$ • Minimum value of total fundamental reactive power $Qfund_{tot\ min}$	kvar	-3000–3000 kvar	+/- 2%	-3000 to -3 kvar 3 to 3000 kvar
	Only with ENVT option • Distorting power measurements for each phase D_A, D_B, D_C • Maximum values of distorting powers for each phase $D_{A\ max}$, $D_{B\ max}$, $D_{C\ max}$ • Minimum values of distorting powers for each phase $D_{A\ min}$, $D_{B\ min}$, $D_{C\ min}$	kvar	-1000–1000 kvar	+/- 2%	-1000 to -1 kvar 1–1000 kvar
	• Total distorting power measurement D_{tot} • Maximum value of total distorting power $D_{tot\ max}$ • Minimum value of total distorting power $D_{tot\ min}$	kvar	-3000–3000 kvar	+/- 2%	-3000 to -3 kvar 3–3000 kvar

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 30 – Micrologic E Real-Time Measurements *(continued)*

Item	Measurement	Unit	Measurement Range	Accuracy	Accuracy Range
Operating Indicators	Operating quadrant measurement	N/A	1, 2, 3, 4	N/A	N/A
	Direction of phase rotation measurement	N/A	0. 1	N/A	N/A
	Type of load measurement (leading/lagging)	N/A	0. 1	N/A	N/A
Energy Quality Indicators The accuracy range is for: • Current range: 0.1–1.2 I_n • Voltage range: 70–850 V [THD(V_{AN}), THD(V_{BN}), THD(V_{CN}) with ENVT option only]	Measurement of: • Power factors PF_A, PF_B, PF_C, and cos φ_A, cos φ_B, cos φ_C for each phase Only with ENVT option • Total power factor PF and cos φ Maximum values • Per phase of power factors PF_{Amax}, PF_{Bmax}, PF_{Cmax}, and cos φ_{Amax}, cos φ_{Bmax}, cos φ_{Cmax} Only with ENVT option • Of the power factor PF_{max} and cos φ_{max} Minimum values: • Of the power factors $PF_{A\ min}$, $PF_{B\ min}$, $PF_{C\ min}$, and cos $\varphi_{A\ min}$, cos $\varphi_{B\ min}$, cos $\varphi_{C\ min}$ for each phase Only with ENVT option • Of the total power factor PF_{min} and cos φ_{min}	—	-1.00–1.00	+/- 2%	-1.00 to -0.50 0.50 to 1.00
	• Measurement of the total harmonic current distortion THD for each phase THD(I_A), THD(I_B), THD(I_C) • Maximum values of the total harmonic current distortion • Total harmonic current distortion THD for each phase THD$(I_A)_{min}$, THD$(I_B)_{min}$, THD$(I_C)_{min}$	% Ifund	0–>1000%	+/- 10%	0–500%
	• Measurement of the total harmonic phase-to-phase voltage THD(V_{AB}) L-L, THD(V_{BC}) L-L, THD(V_{CA}) L-L and phase-to-neutral voltage THD(V_{AN}) L-N, THD(V_{BN}) L-N, THD(V_{CN}) L-N distortion • Maximum values of the total harmonic phase-to-phase voltage THD$(V_{AB})_{max}$ L-L, THD$(V_{BC})_{max}$ L-L, THD$(V_{CA})_{max}$ L-L and phase-to-neutral voltage THD$(V_{AN})_{max}$ L-N, THD$(V_{BN})_{max}$ L-N, THD$(V_{CN})_{max}$ L-N distortion • Minimum values of the total harmonic phase-to-phase voltage THD$(V_{AB})_{min}$ L-L, THD$(V_{BC})_{min}$ L-L, THD$(V_{CA})_{min}$ L-L and phase-to-neutral voltage THD$(V_{AN})_{min}$ L-N, THD$(V_{BN})_{min}$ L-N, THD$(V_{CN})_{min}$ L-N distortion	%Vfund L-L %Vfund L-N	0–>1000%	+/- 5%	0–500%
	• Frequency measurement • Maximum frequency • Minimum frequency	Hz	15–440 Hz	+/- 0.2%	45–65 Hz

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Table 31 – Micrologic E Demand Value Measurements

Item	Measurement	Unit	Measurement Range	Accuracy	Accuracy Range
Current Demand and Peak Values	• Phase (I_A, I_B, I_C) and neutral (I_N) current demand values • Phase (I_A, I_B, I_C) and neutral (I_N) peak current values	A	0–20 I_n	+/- 1.5%	0.2–1.2 I_n
	I_N with ENCT option				
Power Demand The accuracy range is: • Current range: 0.1–1.2 I_n • Voltage range: 70–850 V • Cos φ range: -1 to -0.5 and 0.5 to 1	• Demand value of the total active power (P_{tot}) • Total active power peak value P_{tot}	kW	0–3000 kW	+/- 2%	3–3000 kW
	• Demand value of the total reactive power (Q_{tot}) • Total reactive power peak value (Q_{tot})	kvar	0–3000 kvar	k+/- 2%	3–3000 kvar
	• Demand value of the total apparent power (S_{tot}) • Total apparent power peak value (S_{tot})	kVA	0–3000 kVA	+/- 2%	3–3000 kVA

Table 32 – Micrologic E Energy Metering

Item	Measurement	Unit	Measurement Range	Accuracy	Accuracy Range
Energy Meters The accuracy range is: • Current range: 0.1–1.2 I_n • Voltage range: 70–850 V • Cos φ range: -1 to -0.5 and 0.5 to 1	• Active energy measurements: E_p, E_pIn supplied, and E_pOut consumed	kWh then MWh	1 kWh–> 1000 TWh	+/- 2%	1 kWh–1000 TWh
	• Reactive energy measurements: E_q, E_qIn supplied, and E_qOut consumed	kvarh then Mvarh	1 kvarh–> 1000 Tvarh	+/- 2%	1 kvarh–1000 Tvarh
	• Apparent energy measurement E_s	kVAh then MVAh	1 kVAh–> 1000 TVAh	+/- 2%	1 kVAh–1000 TVAh

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Section 4— Alarms

Alarms Associated with Measurements

Micrologic 5 and 6 trip units monitor measurements using:

- One or two pre-alarms (depending on the type of trip unit) assigned to:
  - Long-time protection (PAL I_r) for the Micrologic 5 trip unit
  - Long-time protection (PAL I_r) and ground-fault protection (PAL I_g) for the Micrologic 6 trip unit

  By default, these alarms are active.
- Ten alarms defined by the user as required. The user assigns each of these alarms to a measurement.

  By default, these alarms are not active.

All the alarms associated with measurements are accessible:

- Using the communication network
- On the Front Display Module (FDM121) (see bulletin DOCA0088EN: *FDM121—Display for LV Circuit Breaker—User Guide*).

The alarms associated with measurements can be assigned to an SDx Module output (see “Setting the SDx Outputs” on page 92).

Alarm Setup

Select user-defined alarms selected and set their functions using the RSU software under the Alarms tab (see “Alarm Setup” on page 83).

Alarm setup consists of:

- Selecting the alarm priority level
- Setting the alarm activation thresholds and time delays

The alarm description tables indicate for each of the alarms:

- The setting range (thresholds and time delays)
- The default setting values See “Tables of Alarms” on page 72.

Alarm Priority Level

Each alarm is assigned a priority level:

- High priority
- Medium priority
- Low priority
- No priority

Alarm indication on the Front Display Module FDM121) depends on the alarm priority level (see bulletin DOCA0088EN: *FDM121—Display for LV Circuit Breaker—User Guide*).

The user sets the priority level of each alarm, according to the urgency of the action required.

By default, alarms are medium priority, except for alarms associated with operating indicators which are low priority (see “Tables of Alarms” on page 72).

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Alarm Activation Conditions

An alarm associated with a measurement is activated when:

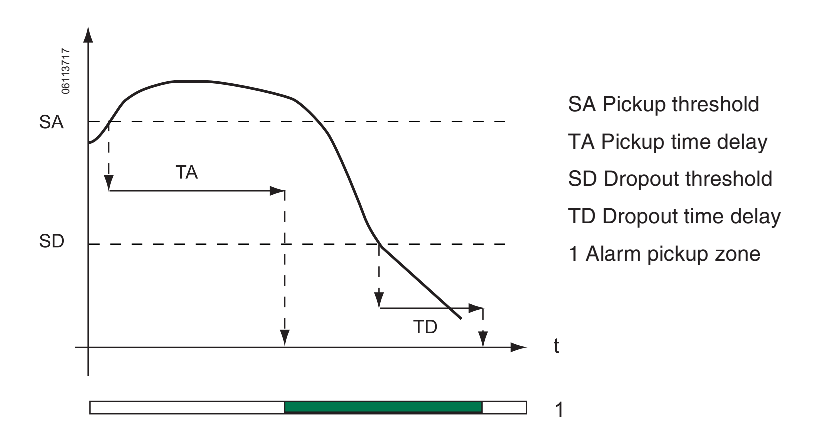
- Values rise above the measurement pickup threshold for overvalue conditions
- Values drop below the measurement pickup threshold for undervalue conditions
- Values equal to the measurement pickup threshold for equality conditions

The RSU software predetermines the type of monitoring.

Overvalue Condition

Activation of the alarm on an overvalue condition is determined using two thresholds and two time delays.

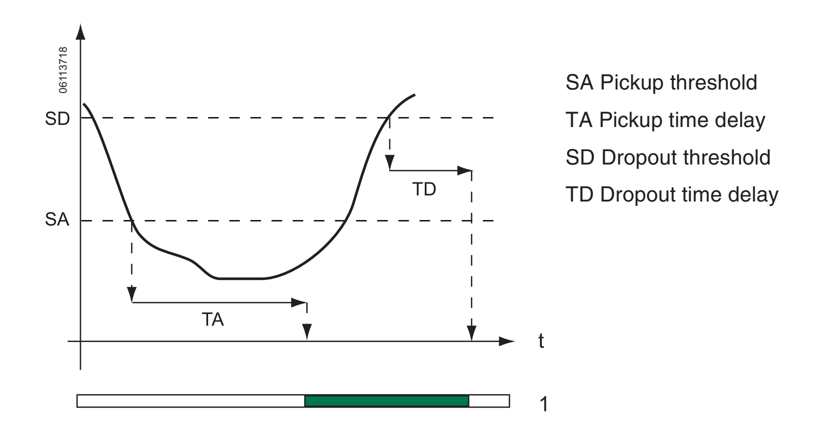
Figure 22 – Activation of an Alarm on an Overvalue Condition



Undervalue Condition

Activation of the alarm on an undervalue condition is determined using two thresholds and two time delays.

Figure 23 – Activation of an Alarm on an Undervalue Condition



Equality Condition

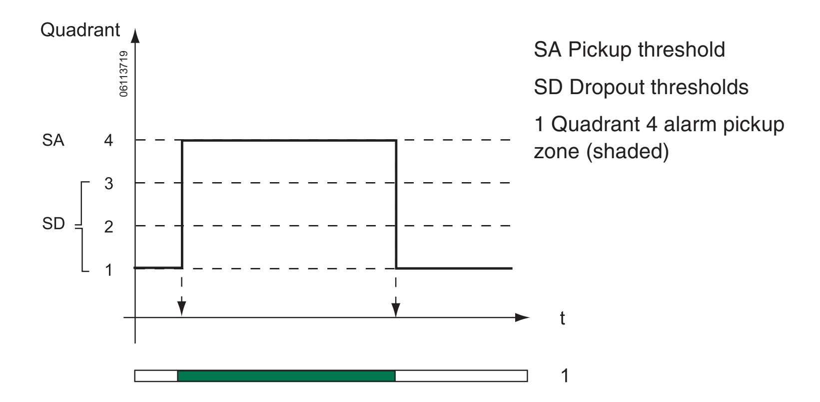
The alarm is activated when the associated monitored quantity equals the pickup threshold.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

The alarm is deactivated when the associated monitored quantity is different from the pickup threshold.

Alarm activation is determined using the pickup/drop-out thresholds.

Figure 24 – Activation of an Alarm on an Equality Condition (Monitoring of Quadrant 4)



Management of Time Delays (Overvalue or Undervalue Conditions)

The alarm time delays are managed by two counters that are normally at 0.

For the pickup threshold, the time delay counter is:

- Incremented when the activation condition is fulfilled.
- Decremented if the activation condition is no longer fulfilled (before the end of the pickup time delay). If the deactivation condition is reached, the pickup time delay counter is reset and the dropout time delay counter is incremented.

For the dropout threshold, the same principle is used.

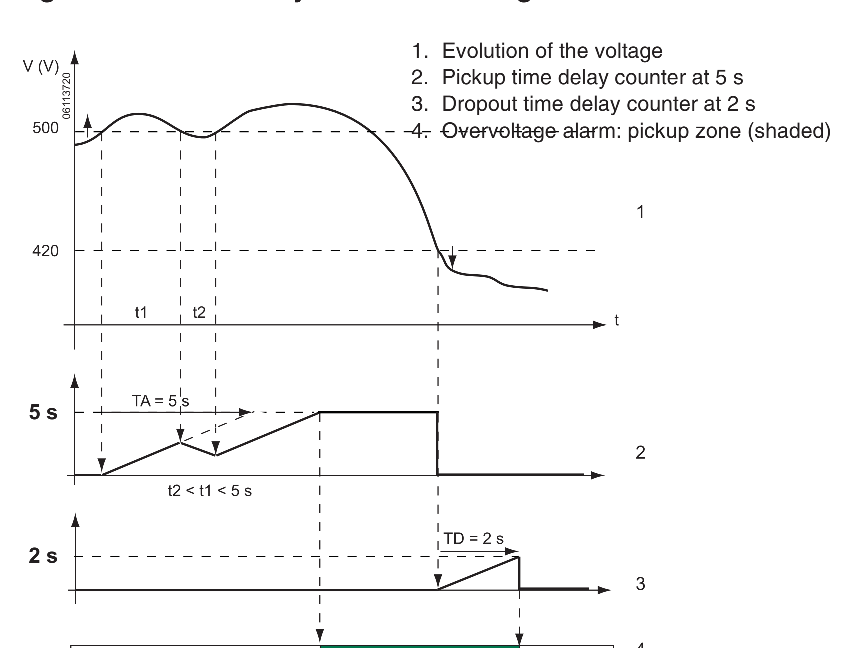
The example curve shows management of the time delay on an overvoltage alarm (code 79, see “Tables of Alarms” on page 72)

The alarm pickup time delay counter trips when the voltage crosses the 500 V threshold. It is incremented or decremented according to the value of the voltage in relation to the threshold.

The alarm dropout time delay counter trips when the voltage drops back below the 420 V threshold.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Figure 25 – Time Delay on an Overvoltage Alarm



Alarms on a Trip, Failure, and Maintenance Event

Alarms on a trip, failure, and maintenance event are always active. They can be accessed:

- Using the communication network
- On the Front Display Module (FDM121) (see bulletin DOCA0088EN: *FDM121—Display for LV Circuit Breaker—User Guide*)

Certain alarms can be assigned to an SDx Module output using the system software.

Alarm Setup

The functions of alarms on a trip and failure event are fixed and cannot be modified.

Modify the functions of the two maintenance alarms (OF operation overrun counter threshold and Close command overrun threshold) using the RSU software under the Breaker I/O tab.

Alarm Priority Level

Assign each alarm a priority level:

- High priority
- Medium priority

For more details on the use of priority levels, see bulletin DOCA0088EN: *FDM121—Display for LV Circuit Breaker—User Guide*.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Tables of Alarms

Table 33 – Pre-Alarms

Label	Code	Default Setting	Default Priority	Setting Range		Default Setting			
				Thresholds (Pickup or Drop-Out)	Time Delay	Thresholds		Time Delay	
						Pickup	Drop-Out	Pickup	Drop-Out
Pre Alarm I_r (PAL I_r)	1013	Active	Medium	40–100% I_r	1 s	90% I_r	85% I_r	1 s	1 s
Pre Alarm I_g (PAL I_g) (Micrologic 6 trip unit)	1014	Active	Medium	40–100% I_g	1 s	90% I_g	85% I_g	1 s	1 s

Table 34 – Micrologic A User-Defined Alarms

Label	Code	Default Setting	Default Priority	Setting Range		Default Setting		
				Thresholds (Pickup or Drop-Out)	Time Delay	Thresholds	Time Delay	
							Pickup	Drop-Out
Over Current Inst I_A	1	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Over Current Inst I_B	2	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Over Current Inst I_C	3	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Over Current Inst I_N	4	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Ground-Fault Alarm (Micrologic 6 Trip Unit)	5	Not Active	Medium	10–100% I_g	1–3000 s	40% I_g	40 s	10 s
Under Current Inst I_A	6	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	40 s	10 s
Under Current Inst I_B	7	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	40 s	10 s
Under Current Inst I_C	8	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	40 s	10 s
Over Current I_{avg}	55	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Over I max (A, B,C)	56	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Under Current I_N	57	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	40 s	10 s
Under Current I_{avg}	60	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Under I min (A, B, C)	65	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s

Continued on next page

Table 35 – Micrologic E User-Defined Alarms

Label	Code	Default Setting	Default Priority	Setting Range		Default Setting		
				Thresholds (Pickup or Drop-Out)	Time Delay	Thresholds	Time Delay	
							Pickup	Drop-Out
Over Current Inst I_A	1	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Over Current Inst I_B	2	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Over Current Inst I_C	3	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Over Current Inst I_N	4	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Ground-Fault Alarm (Micrologic 6 Trip Unit)	5	Not Active	Medium	10–100% I_g	1–3000 s	40% I_g	40 s	10 s
Under Current Inst I_A	6	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	40 s	10 s
Under Current Inst I_B	7	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	40 s	10 s
Under Current inst I_C	8	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	40 s	10 s
Over I_{unbal} phase A	9	Not Active	Medium	5–60% I_{avg}	1–3000 s	25%	40 s	10 s
Over I_{unbal} phase B	10	Not Active	Medium	5–60% I_{avg}	1–3000 s	25%	40 s	10 s
Over I_{unbal} phase C	11	Not Active	Medium	5–60% I_{avg}	1–3000 s	25%	40 s	10 s

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 35 – Micrologic E User-Defined Alarms *(continued)*

Label	Code	Default Setting	Default Priority	Setting Range		Default Setting		
				Thresholds (Pickup or Drop-Out)	Time Delay	Thresholds	Time Delay	
							Pickup	Drop-Out
Over Voltage V_{AN}	12	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	300 V	40 s	10 s
Over Voltage V_{BN}	13	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	300 V	40 s	10 s
Over Voltage V_{CN}	14	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	300 V	40 s	10 s
Under Voltage V_{AN}	15	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	180 V	40 s	10 s
Under Voltage V_{BN}	16	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	180 V	40 s	10 s
Under Voltage V_{CN}	17	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	180 V	40 s	10 s
Over V_{unbal} V_{AN}	18	Not Active	Medium	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Over V_{unbal} V_{BN}	19	Not Active	Medium	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Over V_{unbal} V_{CN}	20	Not Active	Medium	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Over total KVA	21	Not Active	Medium	1–1000 kVA	1–3000 s	100 kVA	40 s	10 s
Over direct KW	22	Not Active	Medium	1–1000 kW	1–3000 s	100 kW	40 s	10 s
Reverse power KW	23	Not Active	Medium	1–1000 kW	1–3000 s	100 kW	40 s	10 s
Over direct KVAr	24	Not Active	Medium	1–1000 kva	1–3000 s	100 kvar	40 s	10 s
Reverse power KVAr	25	Not Active	Medium	1–1000 kvar	1–3000 s	100 kvar	40 s	10 s
Under total KVA	26	Not Active	Medium	1–1000 kVA	1–3000 s	100 kVA	40 s	10 s
Under direct KW	27	Not Active	Medium	1–1000 kW	1–3000 s	100 kW	40 s	10 s
Under direct KVAr	29	Not Active	Medium	1–1000 kva	1–3000 s	100 kvar	40 s	10 s
Leading PF (IEEE)[1]	31	Not Active	Medium	0–0.99	1–3000 s	0.80	40 s	10 s
Lead or Lag PF(IEC)[1]	33	Not Active	Medium	0–0.99	1–3000 s	0.80	40 s	10 s
Lagging PF (IEEE)[1]	34	Not Active	Medium	-0.99–0	1–3000 s	-0.80	40 s	10 s
Over THD Current I_A	35	Not Active	Medium	0–500%	1–3000 s	15%	40 s	10 s
Over THD Current I_B	36	Not Active	Medium	0–500%	1–3000 s	15%	40 s	10 s
Over THD Current I_C	37	Not Active	Medium	0–500%	1–3000 s	15%	40 s	10 s
Over THD V_{AN}	38	Not Active	Medium	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Over THD V_{BN}	39	Not Active	Medium	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Over THD V_{CN}	40	Not Active	Medium	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Over THD V_{AB}	41	Not Active	Medium	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Over THD V_{BC}	42	Not Active	Medium	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Over THD V_{CA}	43	Not Active	Medium	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Over Current I_{avg}	55	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Over I max (A, B, C)	56	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Under Current I_N	57	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	40 s	10 s
Under Current I_{avg}	60	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Over I_A Demand	61	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Over I_B Demand	62	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Over I_C Demand	63	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Over I_N Demand	64	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Under I min (A, B, C)	65	Not Active	Medium	0.2–10 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	5 s
Under I_A Demand	66	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Under I_B Demand	67	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Under I_C Demand	68	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Under I_N Demand	69	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	0.2 I_n	60 s	15 s
Over I_{unbal} max	70	Not Active	Medium	5–60% I_{avg}	1–3000 s	25%	40 s	10 s
Over Voltage V_{AB}	71	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	500 V	40 s	10 s

Continued on next page

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 35 – Micrologic E User-Defined Alarms *(continued)*

Label	Code	Default Setting	Default Priority	Setting Range		Default Setting		
				Thresholds (Pickup or Drop-Out)	Time Delay	Thresholds	Time Delay	
							Pickup	Drop-Out
Over Voltage V_{BC}	72	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	500 V	40 s	10 s
Over Voltage V_{CA}	73	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	500 V	40 s	10 s
Over Voltage V_{avg} L-N	75	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	300 V	5 s	2 s
Under Voltage V_{AB}	76	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	320 V	40 s	10 s
Under Voltage V_{BC}	77	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	320 V	40 s	10 s
Under Voltage V_{CA}	78	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	320 V	40 s	10 s
Over V max L-L	79	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	300 V	5 s	2 s
Under Voltage V_{avg} L-N	80	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	180 V	5 s	2 s
Under V min L-L	81	Not Active	Medium	100–1100 V	1–3000 s	180 V	5 s	2 s
Over Vunb max L-N	82	Not Active	Medium	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Over V_{unbal} V_{AB}	86	Not Active	Medium	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Over V_{unbal} V_{2B}	87	Not Active	Medium	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Over V_{unbal} V_{CA}	88	Not Active	Medium	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Over Vunb max L-L	89	Not Active	Medium	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Phase sequence	90	Not Active	Medium	0.1	N/A	0	N/A	N/A
Under Frequency	92	Not Active	Medium	45–65 Hz	1–3000 s	45 Hz	5 s	2 s
Over Frequency	93	Not Active	Medium	45–65 Hz	1–3000 s	65 Hz	5 s	2 s
Over KW Power dmd	99	Not Active	Medium	1–.1000 kW	1–3000 s	100 kW	40 s	10 s
Leading cos φ (IEEE) [1]	121	Not Active	Medium	0–0.99	1–3000 s	0.80	40 s	10 s
Lead, Lag cos φ (IEC)[1]	123	Not Active	Medium	0–0.99	1–3000 s	0.80	40 s	10 s
Lagging cos φ (IEEE) [1]	124	Not Active	Medium	-0.99–0	1–3000 s	-0.80	40 s	10 s
Over I_A Peak Demand	141	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Over I_B Peak Demand	142	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Over I_C Peak Demand	143	Not Active	Medium	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Over I_N Peak Demand	144	Not Active	Low	0.2–10.5 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Lead	145	Not Active	Low	0.0	1–3000 s	0	40 s	10 s
Lag	146	Not Active	Low	1.1	1–3000 s	1	40 s	10 s
Quadrant 1	147	Not Active	Low	1.1	1–3000 s	1	40 s	10 s
Quadrant 2	148	Not Active	Low	2.2	1–3000 s	2	40 s	10 s
Quadrant 3	149	Not Active	Low	3.3	1–3000 s	3	40 s	10 s
Quadrant 4	150	Not Active	Low	4.4	1–3000 s	4	40 s	10 s

Continued on next page

[1] The type of alarms associated with monitoring the cos φ and PF indicators must always be consistent with the sign convention (IEEE or IEC) for the PF indicator.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Table 36 – Event Alarms

Alarm Type	Label	Code	SDx Output	Priority
Alarms on a Trip Event	Long-time prot I_r	16384	Yes	High
	Short-time prot I_{sd}	16385	Yes	High
	Instant prot I_i	16386	Yes	High
	Ground fault I_g	16387	Yes	High
	Integ instant prot	16390	No	High
	Trip unit fail (Stop)	16391	Yes	High
	Instant vigi prot	16392	No	High
	Reflex tripping	16393	No	High
	Trip indicator SD	1905	Yes	Medium
Alarms on a Failure Event	BSCM failure (Stop)	1912	Yes	High
	BSCM failure (Err)	1914	Yes	Medium
Alarms on a Maintenance Event	OF operation overrun	1916	Yes	Medium
	Close command overrun	1919	Yes	Medium

Operation of SDx Module Outputs Assigned to Alarms

Two alarms can be assigned to the two SDx Module outputs.

Set up the two outputs using the RSU software (Outputs tab). They are activated (or deactivated) by the occurrence (or completion) of:

- An alarm associated with a measurement (see “Alarms Associated with Measurements” on page 68)
- An alarm on a trip, failure, and maintenance event (see“Alarms on a Trip, Failure, and Maintenance Event” on page 71)

For more details on the SDx Modules, see the *PowerPact™ H-, J-, and L-Frame Circuit Breaker—User Guide*.

SDx Module Output Operating Modes

Set the operating mode for the SDx Module outputs as:

- Non-latching mode

  The output (S) position follows the associated alarm (A) transitions.
- Latching mode

  The position of the output (S) follows the active transition of the associated alarm (A) and remains latched irrespective of the alarm state.
- Time-delayed non-latching mode

  The output (S) follows the activation transition for the associated alarm (A). The output returns to the deactivated position after a time delay irrespective of the alarm state.

  The setting range for the time delay (using the RSU software) is 1–360 s. The default time delay setting is 5 seconds.

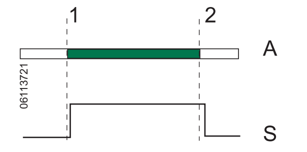
 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

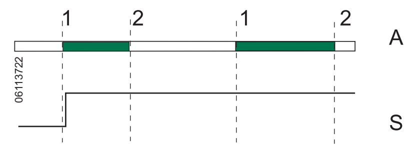
- Open or closed forced mode
  - In open forced mode, the output remains in the deactivated position irrespective of the alarm state.
  - In closed forced mode, the output remains in the activated position irrespective of the alarm state.

NOTE: Both these modes can be used for debugging or checking an electrical installation.

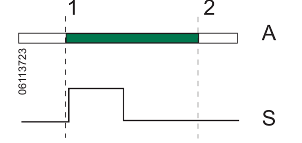
Operation in Non-Latching Mode



Operation in Latching Mode



Operation in Time-Delayed Non-Latching Mode



A Alarm:

Shaded when activated
White when deactivated

S Output:

High position = activated
Low position = deactivated

1 Alarm activation transition

2 Alarm deactivation transition

Acknowledgment of Latching Mode

Acknowledge the Latching Mode using the Micrologic trip unit keypad by pressing the Special Features of Latching Mode

If the acknowledge request is made when the alarm is still active:

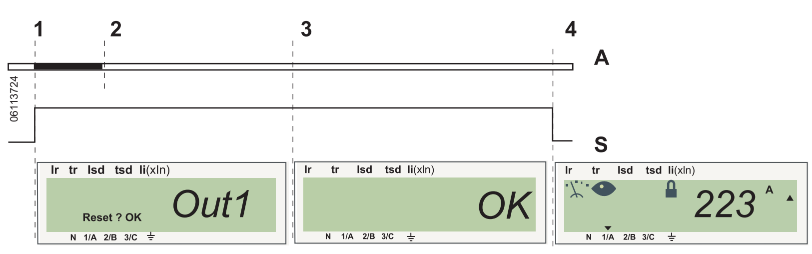
- Acknowledgment of the output active position has no effect.
- Keypad navigation is possible.
- The screensaver returns to the Out1 message.

If two alarms associated with two outputs in latching mode are active:

- The first alarm message Out1 (or Out2) is displayed on the screen until the alarm is acknowledged (the output’s active position is acknowledged after the alarm is deactivated).
- After acknowledgment of the first alarm, the screen displays the second alarm message Out2 (or Out1) until the second alarm is acknowledged.
- After both acknowledgments, the display returns to the screensaver.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH



A Alarm:
Green when activated
White when deactivated

S Output:
High position = activated

Step	Event/Action	Display Information
1	Alarm activation	“Out1” is displayed.
2	Alarm deactivation	“Out1” is still displayed.
3	Confirm active position of the output (press the key twice to confirm)	“OK” is displayed.
4	–	The screensaver is displayed.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Section 5— Remote Setting Utility (RSU) Software

Function Setting

The Remote Setting Utility (RSU) software works with Micrologic trip units to:

- Check and configure:
  - Metering functions
  - Alarms
  - Assignment of the SDx Module outputs
  - BSCM functions
  - Modbus™ Interface Module
- Modify passwords
- Save configurations
- Edit configurations
- Display trip curves
- Download the firmware

In the context of this manual, only the functions relating to setup of the Micrologic trip unit and the SDx Modules are described. For more information about functions, in particular configuring the BSCM option, the Modbus communication interface option, and passwords, see the *RSU Software Online Help*.

Using the RSU Software

The RSU software can be used:

- In standalone mode, directly on the Micrologic trip unit using the test port, a standard computer, and the UTA tester.
- Using the communication network

For more details, see the *RSU Software Online Help*.

User Profiles

Two different user profiles are available in the RSU software: Commissioning and Schneider Service.

- The Commissioning profile is the default profile when you start the RSU software. This profile does not need a password.
- The Schneider Service profile allows the same access as the Commissioning profile plus the firmware updates, and password resets. Download firmware from www.schneider-electric.com.

To download RSU test software (LV4ST100):

- go to www.schneider-electric.com and do a search for LV4ST100.
- Click on LV4ST100, then click Software/Firmware under Downloads menu, then download.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Offline Mode

Use offline mode to configure the protection, metering, and alarm functions of the Micrologic trip unit in the RSU software.

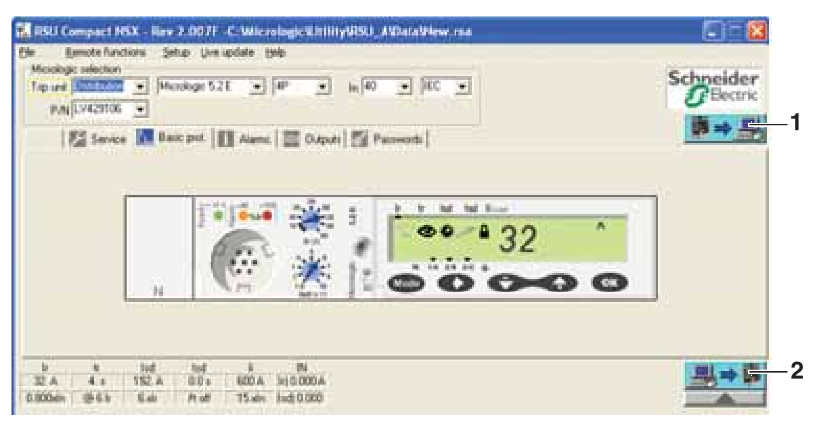
For more details on offline mode, see the *RSU Software Online Help*.

Online Mode

Use online mode to:

- Perform the same configurations as offline mode
- Download information from or to the Micrologic trip unit

For more details on online mode, see the *RSU Software Online Help*.



Two buttons located on the right of the screen activate the data transfer.

1. Button for downloading information from the trip unit to the computer
2. Button for downloading information from the computer to the trip unit

Software Configuration Tabs

Access the RSU software configuration functions using different tabs.

Tab	Description	Functions
Service	Metering	Configuring the metering functions (Micrologic E)
Basic prot	Basic Protection	Setting the Protection Functions
Alarms.	Alarm	Configuring pre-alarms and the ten user-defined alarms
SDX Outputs	SDx Outputs	Assignment of the two SDx outputs
Passwords	Passwords	Configuring four password levels of the BSCM
BSCM BreakerI/O	BSCM Option	• Counters for OF operations and actions on SD and SDE faults • Alarm threshold associated with the OF counter • Communicating motor mechanism: Close command counter • Communicating motor mechanism: Configuring the motor reset command • Communicating motor mechanism: Alarm threshold associated with the close command counter
ModBus Interface	Modbus Interface Option	• Reading Modbus™ addresses • Communication functions setup

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

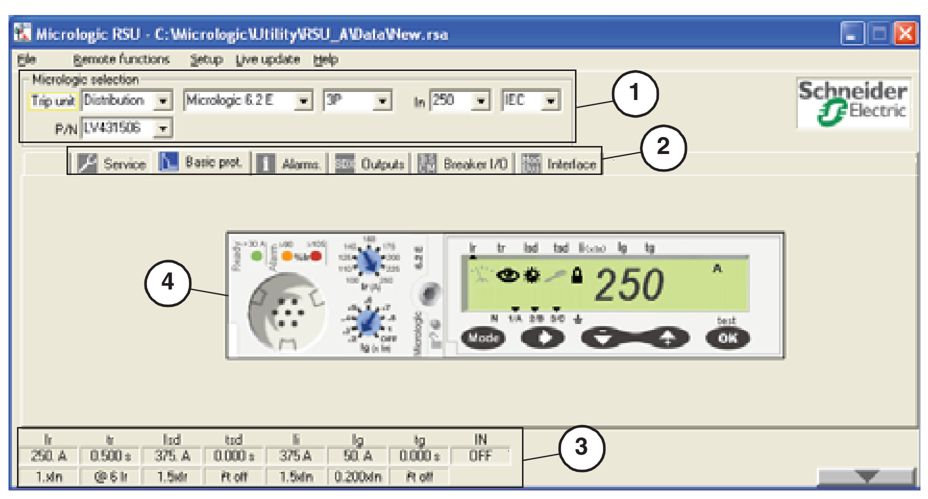
ENGLISH

The **Basic prot.** tab is the default display when the user starts RSU.

A blue pictogram indicates which tab is active.

For example, this pictogram indicates that the **Basic prot.** tab is the active tab.

In the figure below, the user has manually selected a Micrologic 6.2.E trip unit (offline mode). The Basic Protection screen displays a reproduction of the front face of the Micrologic trip unit and its protection settings.



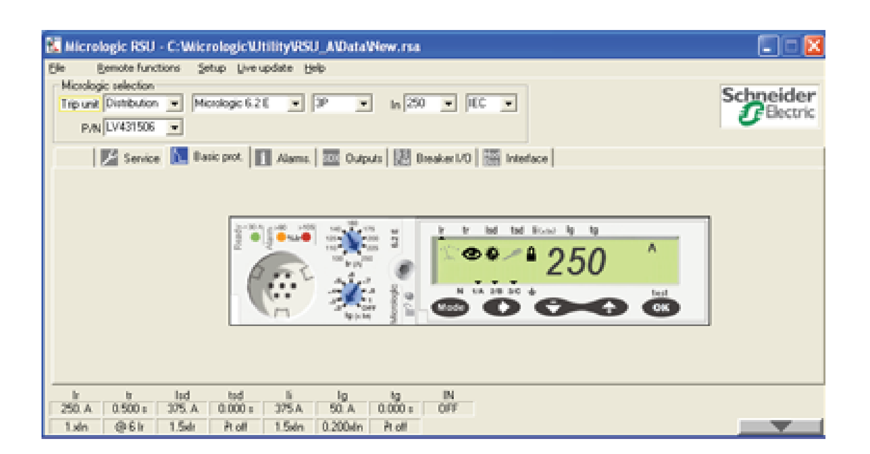
1. Micrologic selection windows
2. Accessible function tabs
3. Protection settings
4. Reproduction of the front face of the Micrologic trip unit

Saving and Printing

The different settings and data can be saved and printed.

Protection Functions

Access the protection function settings using the RSU software under Basic prot (default tab).



 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Setting the Protection Functions

The RSU software screen is the same as the front face of the trip units. The setting and navigation principles are identical to those described in “Readout Mode” on page 14 and “Setting Mode” on page 23.

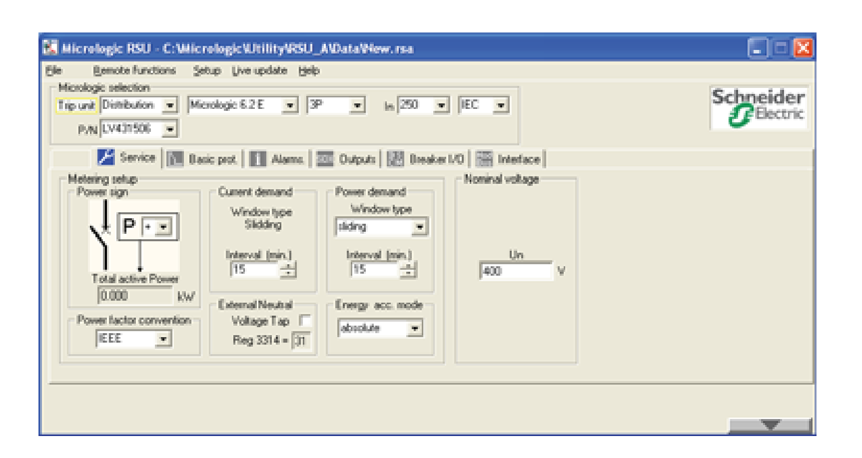
NOTE: Access to the settings is only possible when the padlock is unlocked (for more information about unlocking the padlock, see “Navigation Principles” on page 13).

Presetting the Protection Functions by a Dial

When a protection function is preset by a dial, the dial on the Micrologic trip unit and the virtual dial in the RSU software have to be in an identical position.

Metering Setup

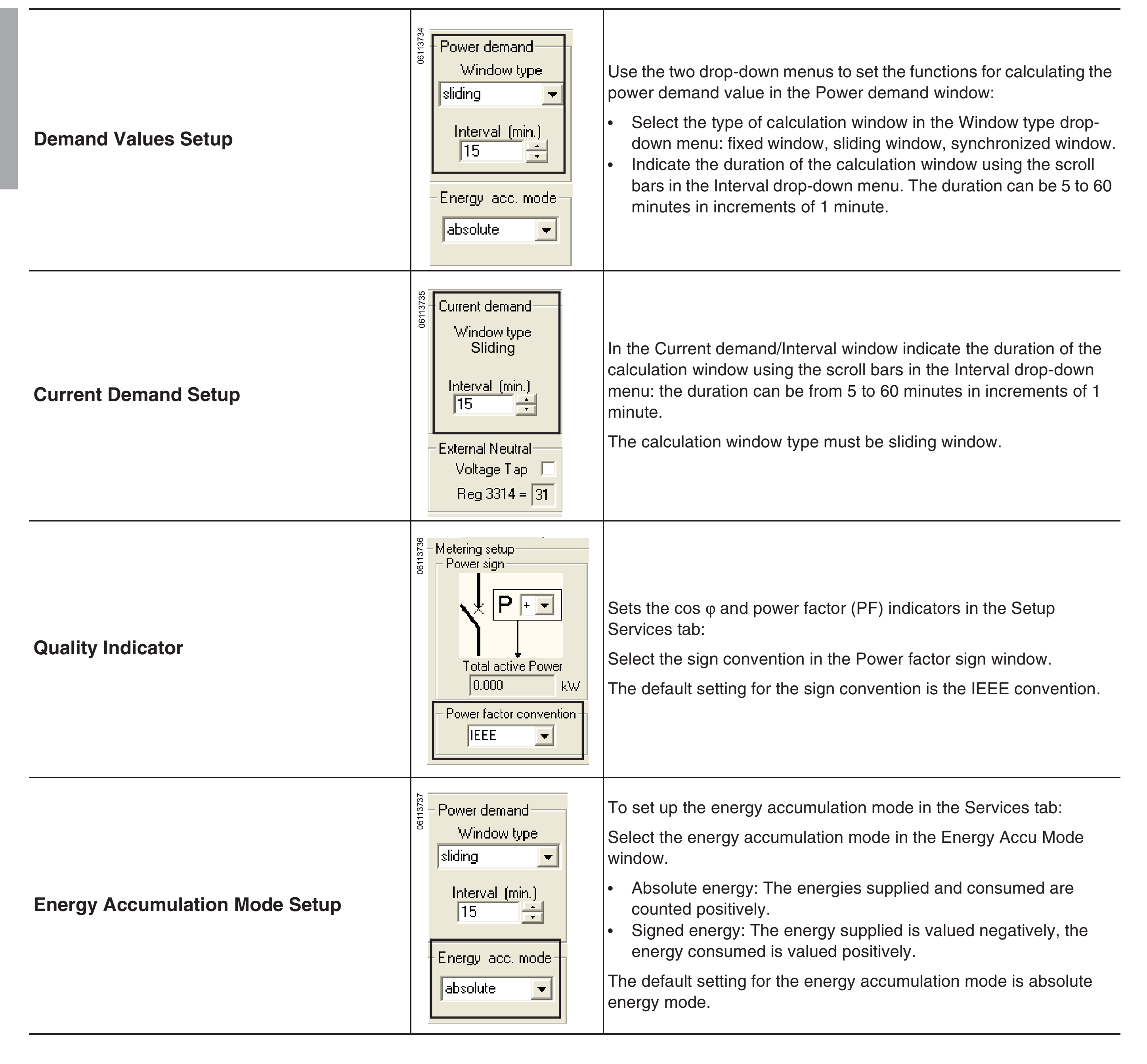
Access the metering setup settings using the RSU software under the Service tab.



Description	Screen	Action
ENVT Option Setup (Screen Action Device)	06113732 Current demand Window type Sliding Interval (min.) 15 External Neutral Voltage Tap Reg 3314 = 31	Check the declaration box for the ENVT option in the Metering setup/External Neutral Voltage Tap window. For a description of the content of Modbus™ 3314 register, see the *Modbus™ PowerPact™ H-, J-, and L-Frame Circuit Breaker User Manual.* **NOTE:** Set the ENCT option directly on the Micrologic trip unit screen or using the RSU software under the Basic prot tab.
Power Setup Provides the choice of power sign in the Services tab:	06113733 Metering setup Power sign P + Total active Power 0.000 kW Power factor convention IEEE	In the Metering setup/Power sign window, select the power sign: • + The power running through the circuit breaker from top to bottom is counted positively. • - The power running through the circuit breaker from bottom to top is counted negatively. The default value of the powersign is +.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH



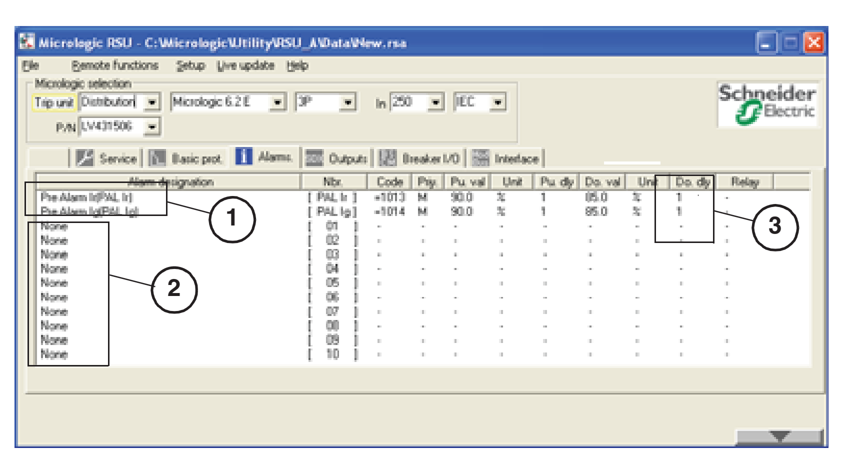
Setting	Description
Demand Values Setup	Use the two drop-down menus to set the functions for calculating the power demand value in the Power demand window: • Select the type of calculation window in the Window type drop-down menu: fixed window, sliding window, synchronized window. • Indicate the duration of the calculation window using the scroll bars in the Interval drop-down menu. The duration can be 5 to 60 minutes in increments of 1 minute.
Current Demand Setup	In the Current demand/Interval window indicate the duration of the calculation window using the scroll bars in the Interval drop-down menu: the duration can be from 5 to 60 minutes in increments of 1 minute. The calculation window type must be sliding window.
Quality Indicator	Sets the cos φ and power factor (PF) indicators in the Setup Services tab: Select the sign convention in the Power factor sign window. The default setting for the sign convention is the IEEE convention.
Energy Accumulation Mode Setup	To set up the energy accumulation mode in the Services tab: Select the energy accumulation mode in the Energy Accu Mode window. • Absolute energy: The energies supplied and consumed are counted positively. • Signed energy: The energy supplied is valued negatively, the energy consumed is valued positively. The default setting for the energy accumulation mode is absolute energy mode.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Alarm Setup

Access the alarm selection and setup using the RSU software under the Alarms. tab.



1. Alarm already activated and set up
2. List of possible alarm assignments
3. Alarm functions

Activating an Alarm	1. Select none for a free assignment, for example the first available line on the Alarms tab screen. 2. Double-click none; the Alarm setup selection and setting screen appears: 3. Select the alarm to activate from the drop-down menu in the Alarm setup screen. 4. Once the alarm has been selected: —If the default setting is correct, click OK (the alarm is activated in the drop-down menu of assignments with the default functions) —To modify the default setting, set the alarm functions.
Setting Alarm Functions For more details on the list of alarms, the setting ranges and default settings, see “Tables of Alarms” on page 72.	1. Set the priority level in the Priority window using the scroll bar (four options). 2. Set the pickup threshold value and time delay (if present) in the Pick up/value and Pick up/delay windows using the scroll bars. 3. Set the dropout threshold value and time delay (if present) in the Drop out/value and Drop out/delay windows using the scroll bars. 4. Confirm the setting by clicking OK. The alarm is activated in the drop-down menu of assignments with its priority level and the values of its activation and deactivation functions)

Alarm Setup Screen

1. Alarm Name
2. Alarm Code
3. Activation functions (pickup and time delay)
4. Deactivation functions (drop-out and time delay)
5. Priority Level

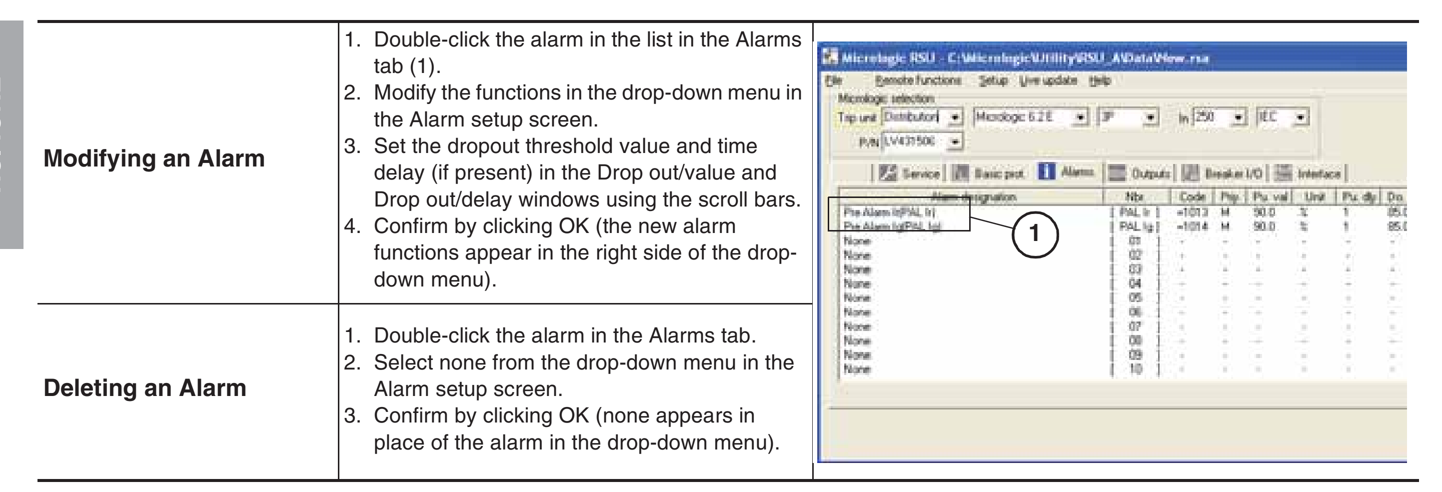
For functions with a wide setting range, there are two scroll bars:

- Left scroll bar for presetting
- Right scroll bar for fine-tuning

Unless set, functions remain at their default value (except when the RSU software must modify the value to avoid a setting conflict).

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

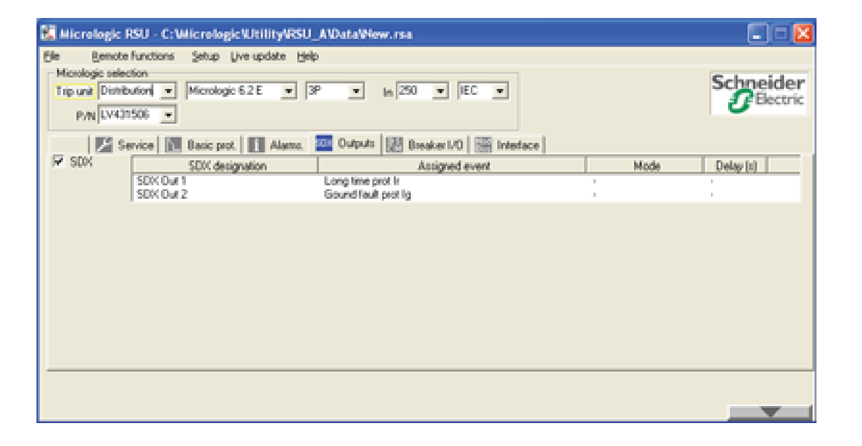


Modifying an Alarm	1. Double-click the alarm in the list in the Alarms tab (1). 2. Modify the functions in the drop-down menu in the Alarm setup screen. 3. Set the dropout threshold value and time delay (if present) in the Drop out/value and Drop out/delay windows using the scroll bars. 4. Confirm by clicking OK (the new alarm functions appear in the right side of the drop-down menu).	
Deleting an Alarm	1. Double-click the alarm in the Alarms tab. 2. Select none from the drop-down menu in the Alarm setup screen. 3. Confirm by clicking OK (none appears in place of the alarm in the drop-down menu).	

Setting the SDx Module Output Functions

All alarms on a trip, failure, and maintenance event and all alarms associated with a measurement, previously activated in the Alarms tab, can be assigned to an SDx Module output.

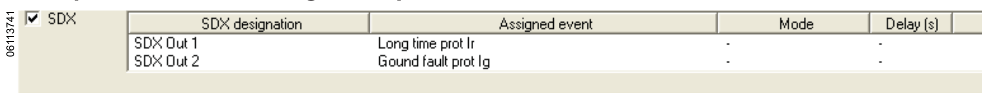
Access the SDx Module output settings using the RSU software under the Output tab SDX Outputs .



 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Default Assignment of the SDx Module Outputs

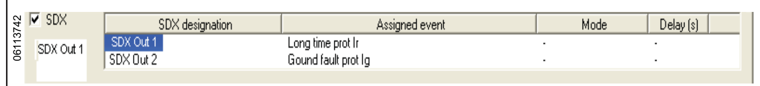
Outputs Tab for Micrologic 6 Trip Unit



SDX designation	Assigned event	Mode	Delay (s)
SDX Out 1	Long time prot Ir	-	-
SDX Out 2	Gound fault prot Ig	-	-

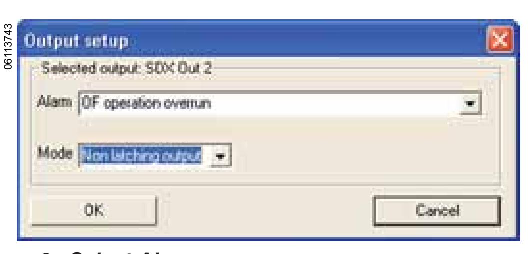
- Micrologic 5 trip unit:
  — Output 1 is the thermal fault indication (SDT).
  — Output 2 is the long-time pre-alarm (PAL I_r).
- Micrologic 6 trip unit:
  — Output 1 is the thermal fault indication (SDT) for electrical distribution applications.
  — Output 1 is None for motor-feeder applications.

Assignment of an Alarm to an SDx Module

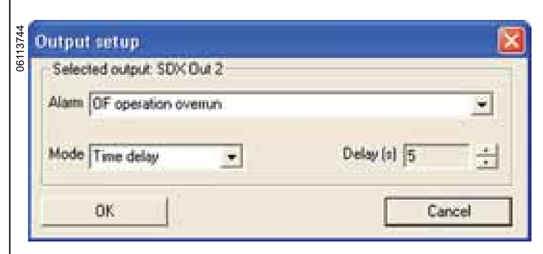


SDX designation	Assigned event	Mode	Delay (s)
SDX Out 1	Long time prot Ir	-	-
SDX Out 2	Gound fault prot Ig	-	-

1. Select Output Setup Window
   Double-click the output (Out1 or Out2) to be assigned. An Output setup window appears.



2. **Select Alarm**
   Select the alarm to assign to the output from the Alarm drop-down menu in the Output setup window. The drop-down menu contains all the alarms on a trip, failure, and maintenance event and the alarms associated with measurements activated in the Alarms



3. **Select Operating Mode**
   If necessary, select the output operating mode from the Mode drop-down menu.
   If necessary, set the time delay.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Section 6— Micrologic Trip Unit Indicators

LED Indication

Local Indicator

LEDs	LED Description
Ready >15A 1; Alarm >90 2; %Ir >105 3	1. Ready LED (green) blinks slowly when the electronic trip unit is ready to provide protection. 2. Overload pre-alarm LED (orange) lights when the load exceeds 90% of the I_r setting. 3. Overload alarm LED (red) lights when the load exceeds 105% of the I_r setting.

Operation of the Ready LED

The Ready LED (green) blinks slowly when the electronic trip unit is ready to provide protection. It indicates that the trip unit is operating correctly.

NOTE: The Ready LED lights at a value equal to the sum of the circuit breaker currents for each phase and the neutral above a limit value. This limit value is above the Ready LED, on the front face of the Micrologic trip unit.

For example, a Micrologic 5.2 trip unit with a 40 A rating has a limit value of 15 A. This limit value can be:

- The sum of the 5 A phase current intensities (three balanced phases)
- 7.5 A in two phases (the current intensity in the third phase is zero)
- 5 A in one phase if the circuit breaker is:
  - — Installed with distributed neutral
  - — Only has one loaded phase on a single-phase load. (The current in the other two phases is zero.)

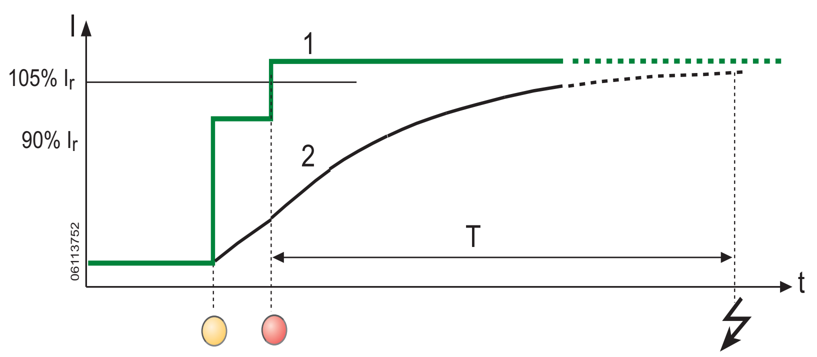
© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Operation of Pre-Alarm and Alarm LEDs (Electrical Distribution Protection)

The pre-alarm (orange LED) and alarm (red LED) indications trip as soon as the value of one of the phase currents exceeds 90% and 105% respectively of the I_r pickup setting:

- Pre-alarm
  Exceeding the pre-alarm threshold at 90% of I_r has no effect on the long-time protection.
- Alarm
  Crossing the alarm threshold at 105% of I_r activates the long-time protection (see “Long-Time Protection” on page 31) with a trip time delay that depends on:
  — The value of the current in the load
  — The setting of the time delay t_r



1. Current in the load (most heavily loaded phase)
2. Thermal image calculated by the trip unit

NOTE: If the pre-alarm and alarm LEDs keep lighting up, carry out load shedding to avoid tripping due to a circuit breaker overload.

Indication on the Micrologic Display

Indication screens indicate the status of the installation.

When a number of screens arrive simultaneously, they stack according to their criticality level:

- Configured (alarms: high, medium, low, or no priority)
- Pre-defined (trip and failure events: high or medium priority)

Stacking Screens

Table 37 – Screen Stacking

Criticality	Screen
0-None	Main screen
1	Outx alarm screen
2	Err internal failure screen
3	Stop internal fault screen
4-High	Trip screen

Example:

An alarm on a voltage measurement Outx, then an internal failure Err occurred:

- The screen displayed is the internal failure Err screen (Criticality = 2).
- After acknowledging the internal failure Err screen, the alarm Outx screen is displayed (Criticality = 1).
- After acknowledging the internal failure Outx screen, the main screen is displayed (Criticality = 0).

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Indication Screens Cause and Response

⚠ DANGER

HAZARD OF ELECTRIC SHOCK, EXPLOSION, OR ARC FLASH

- If the trip unit displays a Stop screen replace the Micrologic trip unit immediately.
- If trip unit displays a fault screen, do not close the circuit breaker again without inspecting and, if necessary, repairing the downstream electrical equipment.
- Apply appropriate personal protective equipment (PPE) and follow safe electrical work practices. See NFPA 70E.
- This equipment must be installed and serviced only by qualified electrical personnel.
- Turn off all power supplying this equipment before working on or inside equipment.
- Always use a properly rated voltage sensing device to confirm power is off.
- Replace all devices, doors, and covers before turning on power to this equipment.

Failure to follow these instructions will result in death or serious injury.

⚠ CAUTION

HAZARD OF INCORRECT INFORMATION

If the trip unit displays an Err screen, replace the Micrologic trip unit at the next regular maintenance.

Failure to follow this instruction can result in injury or equipment damage.

The fact that a protection has tripped does not remedy the cause of the fault on the downstream electrical equipment.

1. Isolate the feed before inspecting the downstream electrical equipment.
2. Look for the cause of the fault.
3. Inspect and, if necessary, repair the downstream equipment.
4. Inspect the equipment in the event of a short-circuit trip.
5. Close the circuit breaker again.

For more information about troubleshooting and restarting following a fault, see the manual shipped with the circuit breaker.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 38 – Indication Screens

Indication	Cause	Response	Screen
Indication of Correct Installation Operation	The main screen displays the current value of the most heavily loaded phase.	—	I phase 2 **Ir tr Isd tsd Ii**(x In) 229 A N 1/A 2/B 3/⏚
Indication of an Internal Fault of the Micrologic Trip Unit	A serious internal fault has occurred in the Micrologic trip unit. This fault trips the circuit breaker. • It is no longer possible to close the circuit breaker • The Mode key cannot access the measurements and settings • The St0P screen becomes the main screen	The St0P screen cannot be acknowledged with the OK key. Replace the trip unit immediately.	Stop **Ir tr Isd tsd Ii**(x In) St0P N 1/A 2/B 3/⏚
Indication of an Internal Failure of the Micrologic Trip Unit	An internal failure on the Micrologic trip unit, whether temporary or permanent, has occurred without the circuit breaker tripping. • The failure does not affect the trip unit protections. • The Mode key can access the measurements and settings • The Err screen becomes the main screen if the failure is permanent	Press the OK key twice: OK Validation OK Confirmation The main screen is displayed. • If the main screen display is the current value, the trip unit failure was temporary. • If the main screen display is the Err screen, the trip unit failure is permanent Replace the trip unit at the next maintenance interval.	Err **Ir tr Isd tsd Ii**(x In) **Reset? OK** Err N 1/A 2/B 3/⏚
Alarm Indication Circuit breaker with SDx Module option	• An alarm configured on the SDx Module in permanent latching mode has not been acknowledged (see "Acknowledgment of Latching Mode" on page 76) or the acknowledgment request is made when the alarm is still active.	Check the cause of the alarm. Press the OK key twice: OK Validation OK Confirmation The main screen (current value of the most heavily loaded phase) is displayed.	Outx **Ir tr Isd tsd Ii**(x In) **Reset? OK** Out1 N 1/A 2/B 3/⏚
Indication of Downloading the Screen Firmware	The Micrologic trip unit is waiting for or is downloading the firmware using the RSU software (duration: 3 minutes approx). • The trip unit protections are still operational. • Access to measurements and settings (using the Micrologic trip unit dials or keypad, or using the communication option) is interrupted. If the boot message persists after several download attempts, replace the Micrologic trip unit.	For more details on delivery of and downloading the firmware, see Function Setting Using the RSU Software and the *RSU Software Online Help*.	Outx **Ir tr Isd tsd Ii**(x In) boot N 1/A 2/B 3/⏚

Continued on next page

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Table 38 – Indication Screens *(continued)*

Indication of Faults with Micrologic 5 and 6 For more information about definitions of the fault protections associated with indications, see “Protection Functions” on page 29.	Tripped by long-time protection • Up arrow pointing to Ir • Breaking value displayed	Press the OK key twice: OK Validation OK Confirmation	Breaking current I_r Ir tr Isd tsd Ii(x In) Reset? OK 930 A N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Tripped by short-time protection: • Up arrow pointing to Isd • Breaking value displayed	Press the OK key twice: OK Validation OK Confirmation	Peak breaking current I_{sd} Ir tr Isd tsd Ii(x In) Reset? OK 18 k N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Tripped by instantaneous protection or reflex protection: • Up arrow pointing to Ii • Breaking value displayed	Press the OK key twice: OK Validation OK Confirmation	Peak breaking current I_i Ir tr Isd tsd Ii(x In) Reset? OK 23 k N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Tripped by integrated instantaneous protection • Up arrow pointing to Ii • triP displayed	Press the OK key twice: OK Validation OK Confirmation	Ir tr Isd tsd Ii(x In) Reset? OK triP N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Micrologic 6 Tripped by ground-fault protection: • Up arrow pointing to Ig • triP displayed	Press the OK key twice: OK Validation OK Confirmation	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Reset? OK triP N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Tripped due to lack of ENCT option. Install the ENCT option or connect a jumper between terminals T1 and T2 on the Micrologic trip unit.	Press the OK key twice: OK Validation OK Confirmation	Ir tr Isd tsd Ii(x In) Reset? OK Enct N 1/A 2/B 3/ ⏚

Values According to IEC Convention

The cos φ max value corresponds to the minimum value of the load cos φ, whether leading or lagging. This provides the user information on how the equipment is performing from a cost point of view.

Do not use just the value of cos φ to decide whether to install inductances or capacitors to increase its value.

If a critical situation occurs, the alarm on the cos φ sends an alert according to IEC convention integrated in the Micrologic trip unit. Use this alarm, associated with an alarm defining the type of load or the operating quadrant, to monitor the two critical situations automatically.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Setting the Cos φ Alarms According to IEEE Convention

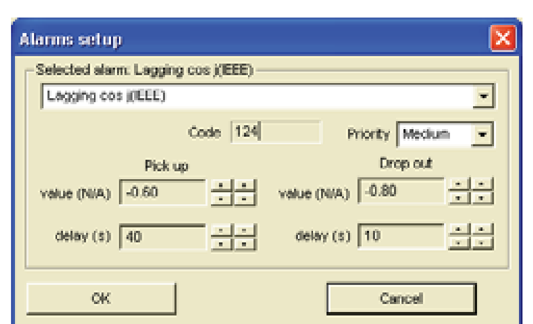
Monitor the cos φ indicator to manage the power:

- When the power starts, too high a value of cos φ (lagging), for example higher than – 0.6, results in penalties. The capacitive compensation value determines the value of the Qfund reactive power.
- When the power stops, too low a value of cos φ (leading), for example less than +0.6, results in penalties. Disconnect the capacitive compensation element.

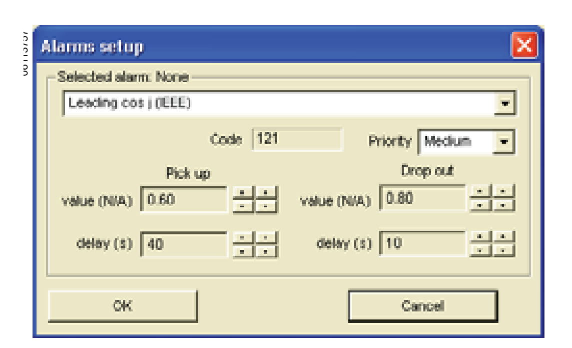
Two alarms monitor the indicators:

- Alarm 124 (monitoring of the lagging cos φ) on an overvalue condition for operation in quadrant 1 (inductive reactive energy consumed)
- Alarm 121 (monitoring of the leading cos φ) on an undervalue condition for operation in quadrant 4 (capacitive reactive energy consumed)

For setting and monitoring the cosφ (codes 121 and 124) according to IEEE convention using the RSU software.



124 monitoring the lagging cos φ



121 monitoring the leading cos φ

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

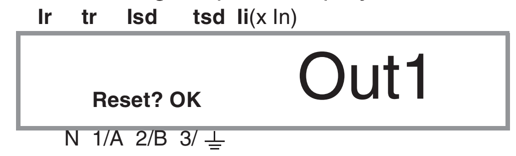
Setting the SDx Outputs

The two alarms defined can each be associated with an SDx Module output (see “Setting the SDx Module Output Functions” on page 84):

- With output Out1, alarm code 124 (monitoring of the lagging cos φ)
- With output Out2, alarm code 121 (monitoring of the leading cos φ)

On starting the power at t2, the load lagging too much activates output Out1 (the output must be configured in permanent latching mode).

The Micrologic trip unit display shows:



Acknowledging the Out1 Screen

The Out1 screen can only be acknowledged if the alarm is no longer active.

After startup of the capacitive compensation, the alarm is no longer active.

Press the OK key twice to acknowledge Out1 output:

OK Acknowledge

OK Confirm

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

Section 7— The Communication Network

Circuit Breaker Communication

PowerPact™ H-, J, and L-frame circuit breakers with Micrologic trip units can be integrated into a communication network created using Modbus™ protocol. Use data transmitted by the communication network to provide supervision and monitoring for an installation.

This communication network offers the options of:

- Reading remotely:
  - — The circuit breaker status
  - — Measurements
  - — Operating assistance information
- Controlling the circuit breaker remotely

For more information about the Modbus communication network, refer to bulletin 0611IB1302: *Modbus Communications Guide*.

Remote Readout of the Circuit Breaker Status

Remote readout of the circuit breaker status is accessible by all circuit breakers equipped with a BSCM. The following data is available using the communication network:

- Open/closed position (OF)
- Trip indicator (SD)
- Electrical fault indicator (SDE)

For more information, refer to the bulletin shipped with the circuit breaker.

Remote Readout of the Measurements

Access the measurement readout with Micrologic 5 and 6 trip units. For more information about measurements, see “Metering Function” on page 44.

Remote Readout of the Operating Assistance Information

Access the operating assistance readout with Micrologic 5 and 6 trip units. The following operating assistance information is available:

- Protection and alarm settings (see “Remote Setting Utility (RSU) Software” on page 78)
- History and tables of time-stamped events (see “History and Time-Stamped Information” on page 94)
- Maintenance indicators (see “Maintenance Indicators” on page 94)

Circuit Breaker Remote Control

The circuit breaker remote control is accessible by any circuit breaker with a Micrologic trip unit, a BSCM, and a communicating motor mechanism. The following commands are available using the communication network:

- Circuit breaker opening
- Circuit breaker closing
- Circuit breaker reset

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

For more information, refer to the bulletin shipped with the circuit breaker.

History and Time-Stamped Information

History

Micrologic trip units generate three types of history:

- History of alarms associated with measurements (the last ten alarms are recorded)
- History of trips (the last 18 trips are recorded)
- History of maintenance operations (the last ten operations are recorded)

Time-Stamped Information

Time-stamped information displays dates for important information such as previous protection settings and minimum/maximum current, voltage, and network frequency values.

The table of time-stamped information describes:

- The previous protection configurations and corresponding dates
- The minimum and maximum voltage measurement values and corresponding dates
- The maximum current measurement values and corresponding dates
- The minimum and maximum network frequencies and corresponding dates

The time when the minimum and maximum values were reset is also available.

Maintenance Indicators

BSCM Counters

The counters embedded in the BSCM generate information relating to the number of volt-free contact operations. These volt-free contacts qualify:

- The number of open/close operations (OF contact) and open on fault operations (SD and SDE contacts) on the PowerPact™ H-, J-, or L-frame circuit breaker
- The number of close, open, and reset operations on the motor mechanism

Micrologic Trip Unit Counters

Access the maintenance counters embedded in the Micrologic trip unit with the communication option.

- Counters are assigned to each type of protection:
  - — Long time protection
  - — Short-time protection
  - — Ground-fault protection

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

- Ten counters are assigned to the alarms associated with measurements. These counters reset if the alarm is reconfigured.
- One counter indicates the number of operating hours. This counter is updated every 24 hours.
- Four counters are assigned to the load profile: Each counts the number of operating hours per loading section (for example, one counter indicates the number of operating hours for the loading section 50–79% of I_n).
- Six counters are assigned to the temperature profile. Each counts the number of operating hours per temperature section (for example, one counter indicates the number of operating hours for the temperature section 60–74°C).
- Use maintenance counters to enter quantitative information about operations performed on the Micrologic trip unit (such as the number of push to trip tests) or the status of the Micrologic trip units (such as the number of Err screens or protection setting lock/unlock operations).
- One counter indicates the amount of wear on the circuit breaker contacts as a percentage. When this figure reaches 100%, the contacts must be changed.

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

 © 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

ENGLISH

Schneider Electric USA, Inc.
800 Federal Street
Andover, MA 01810 USA
888-778-2733
www.schneider-electric.us

Standards, specifications, and designs may change, so please ask for confirmation that the information in this publication is current.

Schneider Electric, Square D, Micrologic, and PowerPact are owned by Schneider Electric Industries SAS or its affiliated companies. All other trademarks are the property of their respective owners.

© 2011–2015 Schneider Electric All Rights Reserved

48940-312-01, Rev. 04, 07/2015
Replaces 48940-312-01 Rev. 03, 10/2012

Unidades de disparo electrónico Micrologic™ 5 y 6—Guía de usuario



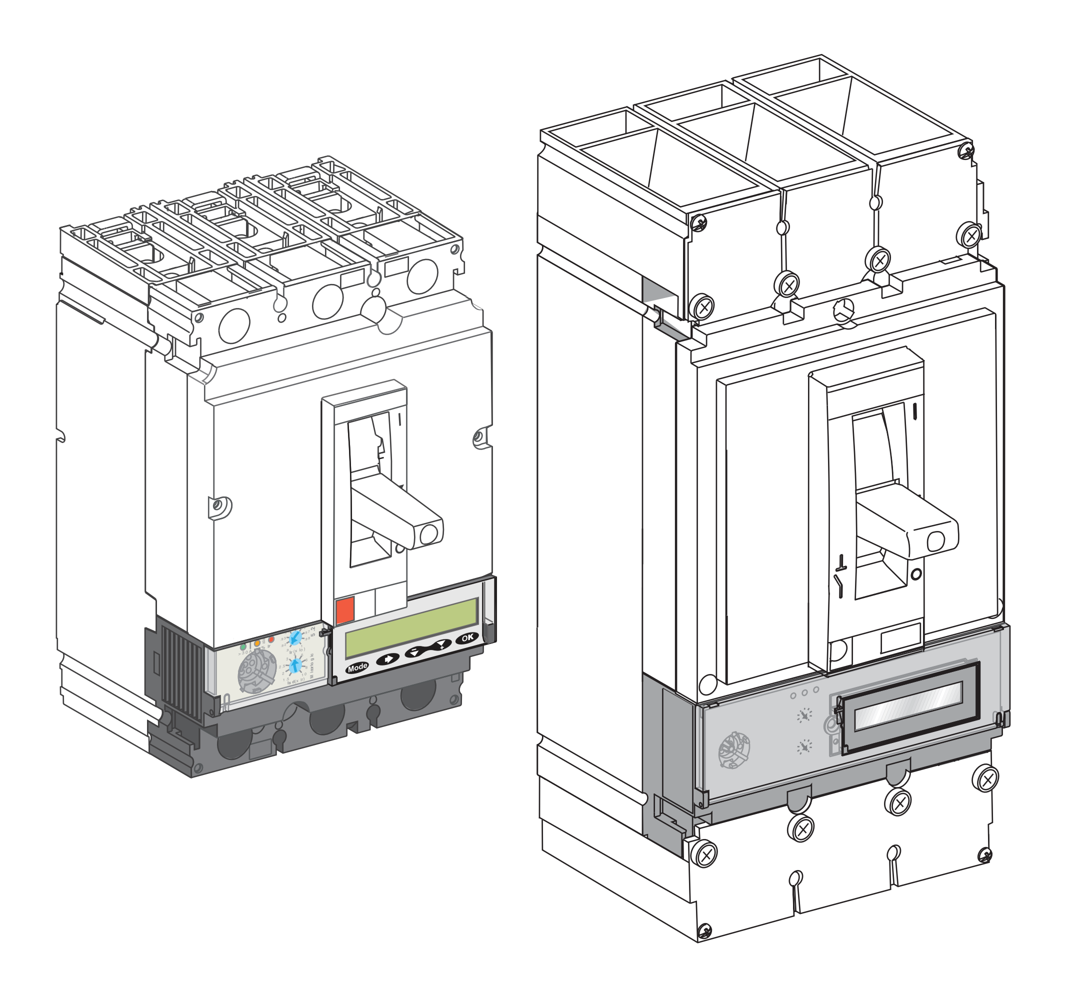
para interruptores automáticos PowerPact™ marcos H, J y L

Boletín de instrucciones

ESPAÑOL

48940-312-01
Rev. 04, 07/2015

Conservar para uso futuro.

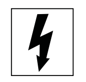




ESPAÑOL

Categorías de riesgos y símbolos especiales

Asegúrese de leer detenidamente estas instrucciones y realice una inspección visual del equipo para familiarizarse con él antes de instalarlo, hacerlo funcionar o prestarle servicio de mantenimiento. Los siguientes mensajes especiales pueden aparecer en este boletín o en el equipo para advertirle sobre peligros potenciales o llamar su atención sobre cierta información que clarifica o simplifica un procedimiento.




La adición de cualquiera de estos símbolos a una etiqueta de seguridad de "Peligro" o "Advertencia" indica la existencia de un peligro eléctrico que podrá causar lesiones personales si no se observan las instrucciones.


ANSI


Este es el símbolo de alerta de seguridad. Se usa para avisar sobre peligros potenciales de lesiones personales. Respete todos los mensajes de seguridad con este símbolo para evitar posibles lesiones o la muerte.





IEC


PELIGRO

PELIGRO indica una situación de peligro inminente que, si no se evita, **podrá** causar la muerte o lesiones serias.

ADVERTENCIA

ADVERTENCIA indica una situación potencialmente peligrosa que, si no se evita, **puede** causar la muerte o lesiones serias.

PRECAUCIÓN

PRECAUCIÓN indica una situación potencialmente peligrosa que, si no se evita, **puede** causar lesiones menores o moderadas.

AVISO

AVISO se usa para hacer notar prácticas no relacionadas con lesiones físicas. El símbolo de alerta de seguridad no se usa con esta palabra de indicación.

NOTA: Proporciona información adicional para clarificar o simplificar un procedimiento.

Observe que

Solamente el personal especializado deberá instalar, hacer funcionar y prestar servicios de mantenimiento al equipo eléctrico. Schneider Electric no asume responsabilidad alguna por las consecuencias emergentes de la utilización de este material.

Aviso FCC

El equipo está probado y cumple con los límites establecidos para los dispositivos digitales Clase A de acuerdo con la parte 15 de las normas de la FCC (Comisión federal de comunicaciones de los EUA). La intención de estos límites es proporcionar un grado razonable de protección contra interferencias dañinas cuando el equipo opere en ambientes comerciales. Este equipo genera, usa y puede radiar energía de radio frecuencia que, si no se instala siguiendo las indicaciones del manual de instrucciones, puede afectar negativamente a las comunicaciones de radio. Operar este equipo en un área residencial podría ocasionar interferencias nocivas, de ser así, el usuario tendrá que corregir dicha interferencia por su propia cuenta y riesgo. Este aparato digital clase A cumple con la norma canadiense ICES-003.

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

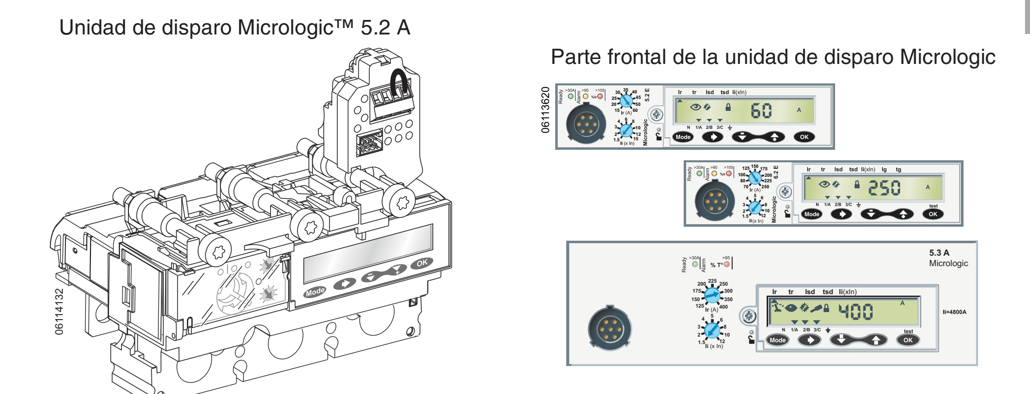
Sección 1—Información general

Introducción

Las unidades de disparo electrónico Micrologic™ 5 y 6 proporcionan:

- funciones de disparo ajustables a los interruptores automáticos de disparo electrónico
- protección a los sistemas de distribución eléctrica o aplicaciones específicas
- medición de valores instantáneos y de demanda
- mediciones de kilowatt-hora
- información de funcionamiento (por ejemplo, valores de demanda pico, alarmas personalizadas o contadores de operaciones)
- comunicación

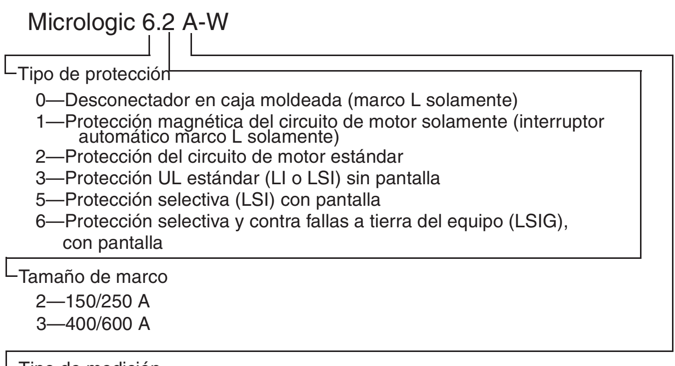
ESPAÑOL



Unidad de disparo Micrologic™ 5.2 A

Parte frontal de la unidad de disparo Micrologic

El nombre del producto especifica el tipo de protección provisto por la unidad de disparo.

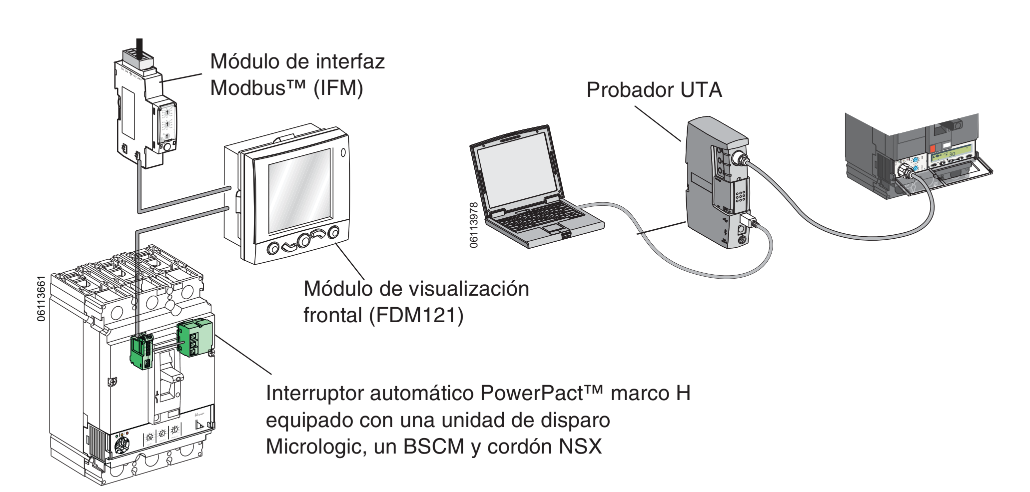


Tipo de medición

A—Proporciona protección más mediciones de ampérmetro
E—Proporciona protección más mediciones de energía
S—Proporciona protección LSI con retardo de tiempo largo fijo y retardo de tiempo corto fijo
W—Aplicaciones críticas (selectividad)

Las unidades de disparo Micrologic pueden ser configuradas para comunicarse con otros dispositivos. Para obtener infomación sobre el probador UTA y el módulo de interfaz Modbus™ (IFM), consulte el catálogo de productos y la guía de usuario del interruptor automático.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos



Consulte el catálogo de productos para obtener información más detallada sobre los modelos de interruptor automático, tamaños de marco, valores nominales de interrupción y unidades de disparo disponibles.

Este manual describe el funcionamiento de las unidades de disparo Micrologic 5 y 6.

Para obtener información adicional, consulte las siguientes guías del usuario disponibles en el sitio web de Schneider Electric™:

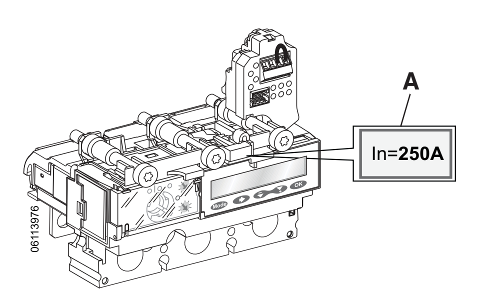
- Boletín 48940-310-01: *Unidades de disparo electrónico Micrologic™ 1, 2 y 3—Guía del usuario*
- Boletín DOCA0088ES: *Unidad de visualización FDM121 para interruptores automáticos LV—Guía del usuario*
- Boletín DOCA0037ES: *FDM128 - Visualización para 8 dispositivos LV —Guía del usuario*

Para acceder al sitio web, vaya a: http://www.schneider-electric.com

Para obtener asistencia sobre las aplicaciones, llame al 1-888-778-2733 (en EUA) o al 01-800-SCHNEIDER (en México).

Valor nominal de I_n

El valor I_n (A) de la unidad de disparo está visible en la parte frontal del interruptor automático cuando la unidad es instalada. El valor nominal I_n (en amperes) de la unidad de disparo es el valor máximo de la unidad.



Para las versiones MCP, la gama de valores de la corriente a plena carga (FLA) es mostrada.

Por ejemplo:

Unidad de disparo de 250 A

- Valor nominal de I_n del sensor: 250 A

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Alimentación de control

La corriente que pasa por el interruptor automático proporciona alimentación para hacer funcionar la unidad de disparo Micrologic, además de brindar protección si la unidad no es alimentada por una fuente externa.

Una fuente de alimentación externa de 24 Vcd (opcional) para la unidad de disparo Micrologic está disponible para:

- Modificar los valores de ajuste cuando el interruptor automático está abierto
- Mostrar mediciones cuando el interruptor automático está cerrado pero la corriente que pasa por el interruptor es baja (15 a 50 A según el valor nominal)
- Mostrar continuamente la causa del disparo y la corriente de ruptura cuando el interruptor automático está abierto

Sin la fuente de alimentación externa de 24 Vcd (opcional), la unidad de disparo Micrologic funciona sólo cuando el interruptor automático está cerrado. Cuando el interruptor automático está abierto o la corriente que pasa por el interruptor es baja, la unidad de disparo Micrologic no recibe alimentación y, por consiguiente, la pantalla se apaga.

La fuente de alimentación externa de 24 Vcd está disponible para la unidad de disparo cuando ésta está conectada a otro módulo en el sistema ULP [módulo de interfaz Modbus (IFM), módulo de visualización frontal (FDM121) o probador UTA].

Cuando la unidad de disparo Micrologic no está conectada a un módulo ULP, ésta puede ser conectada directamente a una fuente de alimentación externa de 24 Vcd empleando el bloque de terminales de alimentación de 24 Vcd (opcional).

Contraluz

Cuando la unidad de disparo Micrologic es alimentada por una fuente de alimentación externa de 24 Vcd, la pantalla de la unidad tiene contraluz blanca que es de:

- Baja intensidad continuamente
- Alta intensidad durante 1 minuto después de oprimir uno de los botones de navegación

La contraluz de la pantalla es:

- Desactivada si la temperatura excede 65°C (149°F)
- Reactivada una vez que la temperatura baja por debajo de 60°C (140°F)

En las unidades de disparo alimentadas por el probador de bolsillo, la pantalla no tiene contraluz.

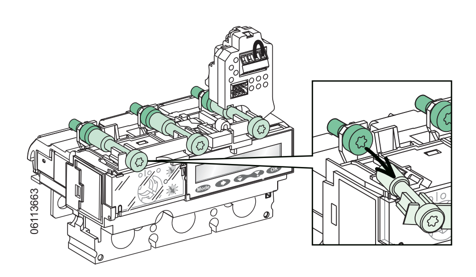
Instalación de la unidad de disparo

La unidad de disparo ha sido diseñada para facilitar su instalación y sustitución en campo (en los interruptores automáticos que ofrecen esta capacidad):

- Sin necesidad de realizar conexiones
- Se puede instalar empleando un destornillador Torx T25 estándar
- Un capuchón mecánico asegura la compatibilidad de la unidad de disparo
- Tornillos de par limitado garantizan un montaje seguro

ESPAÑOL

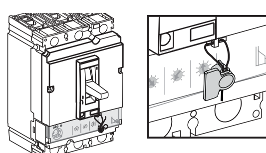
© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

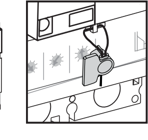


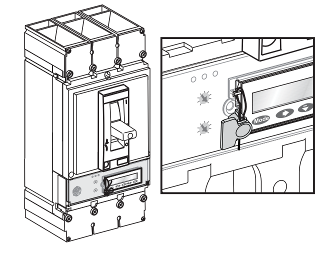
Para obtener información sobre la instalación, consulte el boletín de instrucciones incluido con la unidad de disparo para instalarse en campo (FITU).

NOTA: Después de la instalación, las cabezas de los tornillos estarán accesibles para poder desmontar la unidad de disparo en caso de ser necesario.

Cómo sellar la unidad de disparo







La cubierta transparente en las unidades de disparo Micrologic se puede sellar.

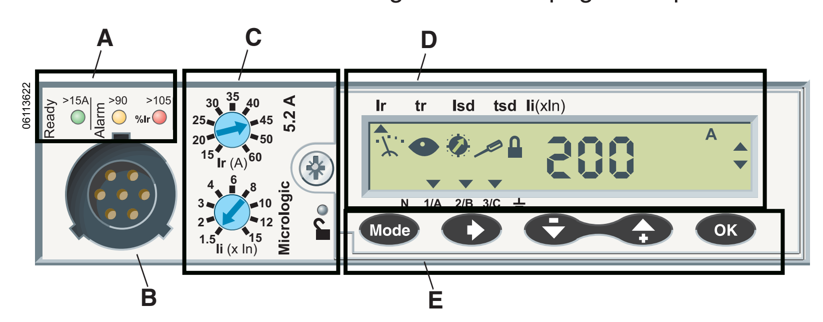
- La cubierta sellada evita modificaciones a los ajustes de protección.
- La cubierta sellada evita acceso al puerto de prueba.
- Los ajustes de protección y mediciones pueden todavía leerse en la pantalla.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Disposición de la unidad de disparo Micrologic

Parte frontal de la unidad de disparo

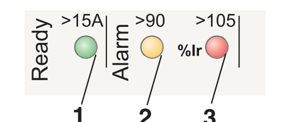
Ajuste las opciones de la unidad de disparo y verifique las mediciones del sistema con la pantalla de visualización y botones de navegación. Consulte “Principios de navegación” en la página 13 para obtener más información.



A. Indicadores LED
B. Puerto de prueba
C. Selectores para preajustar las funciones de protección y microconmutador para fijar los ajustes de protección
D. Pantalla de cristal líquido
E. Botones de navegación

A. Indicadores LED:

- muestran el estado de la unidad de disparo
- varían en significado según el tipo de unidad de disparo.



1. LED Ready (verde): Parpadea lentamente cuando la unidad de disparo electrónico está lista para brindar protección.
2. LED de prealarma de sobrecarga (anaranjado): Se ilumina cuando la carga excede el 90% del ajuste I_r.
3. LED de alarma de sobrecarga (rojo): Se ilumina cuando la carga excede el 105% del ajuste I_r.

B. Puerto de prueba

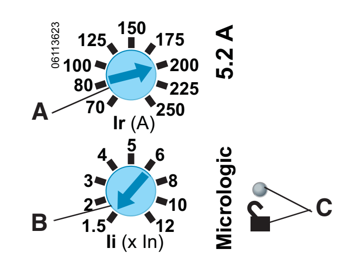


Utilice el puerto de prueba para:

— conectar un probador de bolsillo para probar localmente la unidad de disparo Micrologic

— conectar el probador UTA para realizar las pruebas, los ajustes de la unidad de disparo Micrologic y el diagnóstico de la instalación

C. Selectores y microconmutador



A. Selector de activación (Ir) prefijado (unidad de disparo para distribución solamente)
Ajusta el nivel máximo de la corriente continua del interruptor automático. Si la corriente excede este valor, el interruptor automático se dispara una vez que alcanza el valor del retardo de tiempo prefijado.
B. Selector de activación instantánea (Ii) prefijado (unidad de disparo para distribución solamente)
Ajusta el valor de disparo de activación instantánea para las fases y para el neutro (unidad de disparo con la opción ENCT y la protección de neutro activa).
C. Microconmutador para bloquear/desbloquear los ajustes de protección

La parte frontal de la unidad de disparo tiene dos selectores para preajustar las funciones de protección y un microconmutador para bloquear/desbloquear los ajustes de protección. En las unidades de disparo para distribución, los selectores se usan para ajustar las protecciones de tiempo largo e instantánea.

Protección de tiempo largo:

- protege el equipo contra sobrecargas
- es incluida con las unidades de disparo para distribución
- emplea mediciones de rcm verdaderas

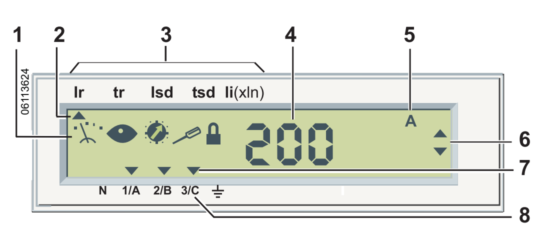
© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Protección instantánea:

- protege el equipo contra corrientes de falla
- es incluida con las unidades de disparo para distribución
- tiene un valor de ajuste de activación para las fases y para el neutro (unidad de disparo con la opción ENCT y la protección de neutro activa).
- emplea mediciones de rcm verdaderas

Las unidades de disparo vienen de fábrica con el selector de activación de tiempo largo ajustado en el ajuste máximo y los otros selectores ajustados en su valor más bajo. Los ajustes de protección avanzada vienen desactivados.

D: Pantalla de cristal líquido



1. Cinco pictogramas: Medición, lectura, protección, ajuste, bloqueo. La manera en que se combinan los pictogramas define el modo.
2. La flecha arriba señala hacia la función de protección que se está ajustando en ese momento
3. Lista de funciones de protección según el tipo de unidad de disparo Micrologic.
4. Valor de la cantidad medida
5. Unidad de la cantidad medida.
6. Flechas de navegación
7. Las flechas abajo señalan hacia las fases seleccionadas, neutro o tierra
8. Fases (1/A, 2/B, 3/C), neutro (N) y tierra

Una pantalla de cristal líquido proporciona la información necesaria para usar la unidad de disparo. La lista de funciones de protección varía según el tipo de unidad de disparo Micrologic.

En las unidades de disparo Micrologic alimentadas por una fuente de alimentación externa de 24 Vcd, la pantalla de la unidad tiene contraluz blanca que es de:

- baja intensidad continuamente
- alta intensidad durante 1 minuto después de oprimir cualquiera de las teclas en el teclado
- desactivada si la temperatura excede 65°C (149°)F
- reactivada una vez que la temperatura baja por debajo de 60°C (140°F)

NOTA: En las unidades de disparo alimentadas por el probador de bolsillo, la pantalla no tiene contraluz.

E: Teclado de navegación

Utilice el teclado de 5 botones para navegar.

Botón	Descripción
Mode	Modo: Selección del modo
	Desplazamiento: Navegación por desplazamiento
	Atrás: Navegación hacia atrás (medición) o – (ajuste de las funciones de protección)
	Adelante: Navegación hacia adelante (medición) o + (ajuste de las funciones de protección)
OK	OK: Confirmación

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Protector de pantalla

El protector de pantalla muestra la corriente instantánea que pasa por la fase más cargada (modo de lectura de medición instantánea).

La pantalla de la unidad Micrologic regresa automáticamente al protector de pantalla:

- En modo bloqueado con candado, 20 segundos después de efectuar la última acción en la terminal de programación y ajustes
- En modo desbloqueado con candado, 5 minutos después de efectuar la última acción en la terminal de programación y ajustes o selectores

Principios de navegación

Bloqueo/desbloqueo de los ajustes

Tabla 1 – Ajustes de protección

Visualización	Descripción
(candado bloqueado)	Candado bloqueado. Los ajustes de protección están bloqueados.
(candado desbloqueado)	Candado desbloqueado. Los ajustes de protección están desbloqueados.

Los ajustes de protección están bloqueados cuando la cubierta transparente está cerrada y sellada para evitar el acceso a los selectores de ajuste y el microconmutador de bloqueo/desbloqueo.

Un pictograma en la pantalla indica si los ajustes de protección están bloqueados:

Para desbloquear los ajustes de protección:

1. Abra la cubierta transparente
2. Presione el microconmutador de bloqueo/desbloqueo o gire el selector de ajuste

Para bloquear los ajustes de protección, presione nuevamente el microconmutador de bloqueo/desbloqueo.

Los ajustes de protección también se bloquean automáticamente cinco minutos después de presionar un botón en la terminal de programación y ajustes o girar uno de los selectores en la unidad de disparo Micrologic.

Modos de la unidad de disparo

La información que se muestra en la unidad de disparo Micrologic depende del modo seleccionado. Los modos disponibles dependen de:

- si los ajustes están bloqueados.
- la versión de la unidad de disparo

Una combinación de pictogramas define el modo:

Mediciones

Lectura

Protección

Ajuste

Bloqueo

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 2 – Modos posibles

Pictogramas	Modo accesible
o	• Lectura de medición instantánea • Restablecimiento y lectura del medidor kilowatt-hora
Max Reset? OK o Max Reset? OK	Restablecimiento y lectura de demanda pico
	Lectura de funciones de protección
	Ajuste de funciones de protección
	Lectura de estado de neutro
	Ajuste de estado de neutro

Selección de modo

La selección de modo se realiza presionando el botón Mode sucesivamente.

- Los modos se desplazan en ciclo.
- Presione el microconmutador de bloqueo/desbloqueo para cambiar entre modo de lectura y modo de ajuste.

Modo de lectura

NOTA: Cuando el icono de lectura está visible, los ajustes de protección no se pueden alterar.

Presione el botón Mode sucesivamente para desplazarse por las pantallas de medición. El desplazamiento es cíclico.

Utilice los botones de navegación , y para seleccionar la pantalla de medición para cada una de las fases:

La flecha hacia abajo indica la fase relacionada con el valor de medición mostrado.

N 1/A 2/B 3/

Las flechas que señalan hacia dos fases indican el valor de fase a fase que se está midiendo:

N 1/A 2/B 3/

Las flechas que señalan hacia tres fases indican el valor de potencia total que se está midiendo:

N 1/A 2/B 3/

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Figura 1 – Pantalla de lectura

La flecha hacia arriba indica la función que se está midiendo.

Ir tr Isd tsd Ii (x

200 A

N 1/A 2/B 3/

Mode OK

Es posible presionar el botón.

Es posible presionar el botón.

Utilice para seleccionar el modo de lectura de medición

Utilice para seleccionar la fase que desea medir

Utilice estos botones para seleccionar la medición que desea visualizar

La flecha hacia abajo indica la fase que se está midiendo.

Tabla 3 – Pantallas de medición

Unidad de disparo	Modo	Orden	Descripción de la pantalla	Unidad	Flechas
Micrologic A (ampérmetro)	o	1	Lectura como un valor de rcm instantáneo de: • Corrientes de tres fases I_1, I_2 e I_3	A	La flecha hacia abajo indica el conductor (fase, neutro o tierra) correspondiente al valor mostrado. N 1/A 2/B 3/
		2	• Corriente de falla a tierra (Micrologic 6)	% I_g	
		3	• Corriente de neutro I_N (con opción ENCT)	A	
	Max Reset? OK o Max Reset? OK	4	Lectura y restablecimiento de: • Máximo $I_{i\ max}$ para las tres corrientes de fase	A	La flecha hacia abajo indica el conductor (fase, neutro o tierra) correspondiente al valor mostrado. N 1/A 2/B 3/
		5	• Máximo de la corriente de falla a tierra (unidad de disparo Micrologic 6)	% I_g	
		6	• Máximo $I_{N\ max}$ para la corriente de neutro (con opción ENCT)	A	

Continúa en la siguiente página

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Tabla 3 – Pantallas de medición *(continuación)*

Unidad de disparo	Modo	Orden	Descripción de la pantalla	Unidad	Flechas
Micrologic E (energía)	o	1	Lectura como un valor de rcm instantáneo de: • Corrientes de tres fases 1, 2 y 3	A	La flecha hacia abajo indica el conductor (fase, neutro o tierra) correspondiente al valor mostrado. ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		2	• Corriente de falla a tierra (unidad de disparo Micrologic 6)	% I_g	
		3	• Corriente de neutro I_N (con opción ENCT)	A	
		4	Lectura como un valor de rcm instantáneo de: • Tensiones de fase a fase V_{12}, V_{23} y V_{31} • Tensiones de fase a neutro V_{1N}, V_{2N} y V_{3N} (con opción ENVT)	V	La flecha hacia abajo indica el conductor (fase, neutro o tierra) correspondiente al valor mostrado. ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		5	Lectura del valor de potencia activa total P_{tot}	kW	
		6	Lectura del valor de potencia aparente total S_{tot} en los conductores de 3 fases	kVA	
		7	Lectura del valor de potencia reactiva total Q_{tot}	kvar	
	Max Reset? OK o Max Reset? OK	8	Lectura y restablecimiento del medidor de energía activa E_p	kWh, MWh	
		9	Lectura y restablecimiento del medidor de energía aparente E_s	kVAh, MVAh	
		10	Lectura y restablecimiento del medidor de energía reactiva E_q	kvarh, Mvarh	
	o	11	Lectura de la rotación de fases	—	
	Max Reset? OK o Max Reset? OK	12	Lectura y restablecimiento de: • Máximo $I_{i\ max}$ para las 3 corrientes de fase	A	La flecha hacia abajo indica el conductor (fase, neutro o tierra) correspondiente al valor mostrado. ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		13	• Máximo de la corriente de falla a tierra (unidad de disparo Micrologic 6)	% I_g	
		14	• Máximo $I_{N\ max}$ para la corriente de neutro (con opción ENCT)	A	
		15	Lectura y restablecimiento de: • Máximo $V_{ij\ max}$ para las tres tensiones de fase a fase • Máximo $V_{iN\ max}$ para las tres tensiones de fase a neutro (con opción ENVT)	V	Las flechas hacia abajo indican las fases entre las cuales el valor máximo de V_{max} L-L o L-N fue medido. ▼ ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		16	Lectura y restablecimiento del valor máximo P_{max} de la potencia activa	kW	Las flechas hacia abajo indican los conductores de tres fases. ▼ ▼ ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		17	Lectura y restablecimiento del valor máximo S_{max} de la potencia aparente kVA	kVA	
		18	Lectura y restablecimiento del valor máximo Q_{max} de la potencia reactiva kvar	kvar	

Continúa en la siguiente página

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 3 – Pantallas de medición *(continuación)*

Unidad de disparo	Modo	Orden	Descripción de la pantalla	Unidad	Flechas
Micrologic 5 LSI: Pantallas de lectura de las funciones de protección		1	I_r—Valor de activación de la protección de tiempo largo para las fases	A	La flecha hacia arriba indica la función I_r. **Ir** **tr** **Isd** **tsd** **Ii** (x In) Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/⏚
		2	$I_r(I_N)$—Valor de activación de la protección de tiempo largo para el neutro (unidad de disparo con opción ENCT y protección de neutro activada)	A	La flecha hacia arriba indica la función I_r. **Ir** **tr** **Isd** **tsd** **Ii** (x In) La flecha hacia abajo indica el neutro. N 1/A 2/B 3/⏚
		4	t_r—Valor de retardo de la protección de tiempo largo (en 6 I_r)	s	La flecha hacia arriba indica la función t_r. **Ir** **tr** **Isd** **tsd** **Ii** (x In)
		5	I_{sd}—Valor de activación de la protección de tiempo corto para las fases	A	La flecha hacia arriba indica la función I_{sd}. **Ir** **tr** **Isd** **tsd** **Ii** (x In) Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/⏚
		6	$I_{sd}(I_N)$—Valor de activación de la protección de tiempo corto para el neutro (unidad de disparo con opción ENCT y protección de neutro activada)	A	La flecha hacia arriba indica la función I_{sd}. **Ir** **tr** **Isd** **tsd** **Ii** (x In) La flecha hacia abajo indica el neutro. N 1/A 2/B 3/⏚
		7	t_{sd}—Valor del retardo de la protección de tiempo corto El retardo es para la protección de la curva de tiempo inverso I^2t: • ON: Función I^2t activada • OFF: Función I^2t desactivada	s	La flecha hacia arriba indica la función t_{sd}. **Ir** **tr** **Isd** **tsd** **Ii** (x In)
		8	I_i—Valor del ajuste de activación de la protección instantánea para las fases y para el neutro (unidad de disparo con la opción ENCT y la protección de neutro activada).	A	La flecha hacia arriba indica la función I_i. **Ir** **tr** **Isd** **tsd** **Ii** (x In) Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/⏚
		9	Estado del neutro (con opción ENCT): • N—Proteción de neutro activada • noN—Proteción de neutro desactivada	—	—

Continúa en la siguiente página

ESPAÑOL

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 3 – Pantallas de medición *(continuación)*

Unidad de disparo	Modo	Orden	Descripción de la pantalla	Unidad	Flechas
Micrologic 6 LSIG: Pantallas de lectura de las funciones de protección		1	I_r—Valor de activación de la protección de tiempo largo para las fases	A	La flecha hacia arriba indica la función I_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/⏚
		2	$I_r(I_N)$—Valor de activación de la protección de tiempo largo para el neutro (unidad de disparo con opción ENCT y protección de neutro activada)	A	La flecha hacia arriba indica la función I_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg La flecha hacia abajo indica el neutro. N 1/A 2/B 3/⏚
		4	t_r—Valor de retardo de la protección de tiempo largo (en 6 I_r)	s	La flecha hacia arriba indica la función t_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		5	I_{sd}—Valor de activación de la protección de tiempo corto para las fases	A	La flecha hacia arriba indica la función I_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/⏚
		6	$I_{sd}(I_N)$—Valor de activación de la protección de tiempo corto para el neutro (unidad de disparo con opción ENCT y protección de neutro activada)	A	La flecha hacia arriba indica la función I_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg La flecha hacia abajo indica el neutro. N 1/A 2/B 3/⏚
		7	t_{sd}—Valor del retardo de la protección de tiempo corto El retardo es para la protección de la curva de tiempo inverso I^2t: • ON: Función I^2t activada • OFF: Función I^2t desactivada	s	La flecha hacia arriba indica la función t_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		8	I_i—Valor del ajuste de activación de la protección instantánea para las fases y para el neutro (unidad de disparo con la opción ENCT y la protección de neutro activada).	A	La flecha hacia arriba indica la función I_i. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/⏚
		9	I_g—Valor de activación de la protección contra fallas a tierra	A	La flecha hacia arriba indica la función I_g. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/⏚
		10	t_g—Valor del retardo de tiempo de la protección contra fallas a tierra El retardo es para la protección de la curva de tiempo inverso I^2t: • ON: Función I^2t activada • OFF: Función I^2t desactivada	s	La flecha hacia arriba indica la función t_g. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		11	Estado del neutro (con opción ENCT): • N—Proteción de neutro activada • noN —Proteción de neutro desactivada	—	—

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Lectura del medidor de energía (Micrologic E)

Los medidores de energía modifican la unidad de medición automáticamente:

- Para la energía activa, E_p, que se muestra en kWh de 0 a 9999 kWh entonces se muestra en MWh
- Para la energía reactiva, E_q, que se muestra en kvarh de 0 a 9999 kvarh entonces se muestra en Mvarh
- Para la energía aparente, E_s, que se muestra en kVAh de 0 a 9999 kVAh entonces se muestra en MVAh

Cuando los valores de energía se muestran en MWh, Mkvarh o MVAh, los valores se muestran en cuatro dígitos. La unidad de disparo Micrologic incorpora la opción de lectura del medidor de energía plena.

NOTA: El medidor de energía puede entonces ser restablecido con el candado bloqueado o desbloqueado. La tabla 4 muestra el candado bloqueado.

Tabla 4 – Ejemplo de lectura de energía plena (Micrologic E)

Paso	Valor de lectura	Acción	Usando	Visualización
Lectura de los valores de energía plena				
1	Corriente en la fase más cargada	Seleccionar la lectura y restablecer el modo de medidor de energía (se muestra la pantalla principal).	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 229 A N 1/A 2/B 3/
2	Energía con opción de restablecimiento	Seleccionar el medidor de energía activa E_p. El valor mostrado es de 11.3 MWh (en el ejemplo), que corresponde a 10 MWh +1300 kWh (aproximadamente).		Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 11.3 MWh N 1/A 2/B 3/
3	Mediciones de energía específicas	Especificar la medición. El valor mostrado es de 1130 kWh. (En el ejemplo, el valor del medidor de energía plena es de 11300 kWh).		Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 1130 kWh N 1/A 2/B 3/
4	Pantalla normal de energía	Regresar a la pantalla normal del medidor de energía. La pantalla regresa automáticamente después de 5 minutos.		Ir tr Isd tsd Ii (x In Reset? OK 11.3 kWh N 1/A 2/B 3/

Continúa en la siguiente página

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 4 – Ejemplo de lectura de energía plena (Micrologic E) *(continuación)*

Reconfiguración de la lectura de energía plena

1	Corriente en la fase más cargada	Seleccionar la lectura de medición y restablecer el modo de medidor de energía (se muestra la pantalla principal).	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 229 A N 1/A 2/B 3/ ⏚
2	Energía con opción de restablecimiento	Seleccionar el medidor de energía a restablecer.	▲ ▼	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 1458 kWh N 1/A 2/B 3/ ⏚
3	Opción de restablecimiento iluminada	Introducir el restablecimiento. El pictograma OK parpadea.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 1458 kWh N 1/A 2/B 3/ ⏚
4	OK	Confirmar el restablecimiento. La confirmación OK se muestra durante 2 segundos.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK N 1/A 2/B 3/ ⏚

Reconfiguración de los valores de demanda pico

1	Pantalla principal	Seleccionar el modo de lectura y restablecer el valor de demanda pico	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Max Reset? 243 A N 1/A 2/B 3/ ⏚
2	Demanda pico con opción de restablecimiento	Seleccionar la demanda pico a restablecer.	▲ ▼	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Max Reset? 435 V N 1/A 2/B 3/ ⏚
3	Opción de restablecimiento iluminada	Introducir el restablecimiento. El pictograma OK parpadea.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 435 V N 1/A 2/B 3/ ⏚
4	OK	Confirmar el restablecimiento. La confirmación OK se muestra durante 2 segundos.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK N 1/A 2/B 3/ ⏚

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 5 – Ejemplo de lectura de la protección contra fallas a tierra (Micrologic 6)

Paso	Valor de lectura	Acción	Usando	Visualización
Lectura de los valores de medición				
1	Corriente en la fase más cargada	Seleccionar el modo de lectura de medición instantánea (la pantalla muestra la fase más cargada, en este ejemplo la fase B). Leer el valor de la corriente en la fase B.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg / 229 A / N 1/A 2/B 3/ ⏚
2	Corriente de falla a tierra	Seleccionar la pantalla de medición de la corriente de falla a tierra (el valor es un % del ajuste I_g).	➔	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg / OK 17 % / N 1/A 2/B 3/ ⏚
Prueba de la protección contra fallas a tierra (Micrologic 6)				
1	Corriente en la fase más cargada	Acceder a la función de prueba de la protección contra fallas a tierra presionando OK. El pictograma tESt aparece y el pictograma OK parpadea.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg / OK tESt / N 1/A 2/B 3/ ⏚
2	Demanda pico con opción de restablecimiento	Solicitar la prueba de la protección contra fallas a tierra presionando OK. El interruptor automático se dispara. La pantalla muestra el disparo de la protección contra fallas a tierra.	+	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg / Reset? OK triP / N 1/A 2/B 3/ ⏚
3	Opción de restablecimiento iluminada	Confirmar la pantalla de disparo por falla a tierra presionando OK. El pictograma Reset OK parpadea.	OK	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg / Reset? OK triP / N 1/A 2/B 3/ ⏚
4	OK	Confirmar presionando nuevamente OK La confirmación OK se muestra durante 2 segundos.	OK	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg / OK / N 1/A 2/B 3/ ⏚

ESPAÑOL

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Lectura de funciones de protección

Seleccione una función de protección empleando la tecla Mode. Esta selección es posible únicamente en el modo de lectura (cuando el candado está bloqueado).

- El desplazamiento es cíclico.
- La flecha hacia arriba indica la función de protección seleccionada (para las funciones de protección de neutro, la flecha hacia abajo que señala hacia N sustituye la flecha hacia arriba).

Por ejemplo: Valor de activación I_r seleccionado

Ir tr Isd tsd Ii (x In)

Tabla 6 – Ejemplo de lectura de funciones de protección

Paso	Valor de lectura	Acción	Usando	Visualización
1	Valor de ajuste de activación de la protección de tiempo largo I_r en amperes.	Seleccionar el modo de lectura de la función de protección (se muestra la pantalla principal). Valor de ajuste de activación de la protección de tiempo largo I_r en amperes.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 110 A N 1/A 2/B 3/
2	Valor de ajuste de activación del retardo de la protección de tiempo largo t_r en segundos.	Seleccionar el retardo de la protección de tiempo largo t_r.	+ −	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 8.0 s N 1/A 2/B 3/
3	Valor de ajuste de activación de la protección de tiempo corto I_{sd} en amperes.	Seleccionar el valor de activación de la protección de tiempo corto I_{sd}	→	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 715 A N 1/A 2/B 3/

Modo de lectura de estado de neutro

NOTA: El modo de lectura de estado de neutro está dedicado a esta función. La navegación, por consiguiente, está limitada a la tecla Mode.

Tabla 7 – Ejemplo de lectura de estado de neutro

Paso	Valor de lectura	Acción	Usando	Visualización
1	Se visualiza el estado del neutro	Seleccionar el modo de lectura de estado del neutro. Se visualiza el valor de estado del neutro: • N—Protección de neutro activada (con opción ENCT indicada): • noN—Protección de neutro desactivada (sin opción ENCT o con opción ENCT no indicada)	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) noN N 1/A 2/B 3/

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Modo de ajuste

⚠ PRECAUCIÓN

PELIGRO DE AUSENCIA DE PROTECCIÓN O DISPARO INVOLUNTARIO

La modificación a las funciones de protección debe efectuarla sólo personal eléctrico calificado.

El incumplimiento de estas instrucciones puede causar lesiones personales o daño al equipo.

ESPAÑOL

Los ajustes de las funciones de protección pueden configurarse:

- A través de un selector y afinadas en la terminal de programación y ajustes para las funciones de protección principales
- En la terminal de programación y ajustes para todas las funciones de protección

La flecha hacia arriba en la pantalla indica la función de protección que se está ajustando en ese momento.

Cómo realizar ajustes empleando un selector

Figura 2 – Selectores de protección

Utilice un selector para ajustar (o preajustar) los valores de activación Ir (A) y Ii (B).

El giro de un selector simultáneamente resulta en:

- La selección de la pantalla para la función de protección asignada al selector
- El desbloqueo (si es necesario) del candado (la interfaz de navegación se encuentra en el modo de ajuste de la función de protección)
- El ajuste de la función de protección asignado al selector en el valor indicado en el selector y en la pantalla.

Cómo realizar ajustes empleando la terminal de programación y ajustes

Utilice la terminal de programación y ajustes para afinar las funciones de protección.

- El valor de ajuste no puede exceder aquél indicado por el selector.
- Todos los ajustes de las funciones de protección son accesibles a través de la terminal de programación y ajustes.

Presione el botón Mode sucesivamente para desplazarse por las pantallas de las funciones de protección. El desplazamiento es cíclico.

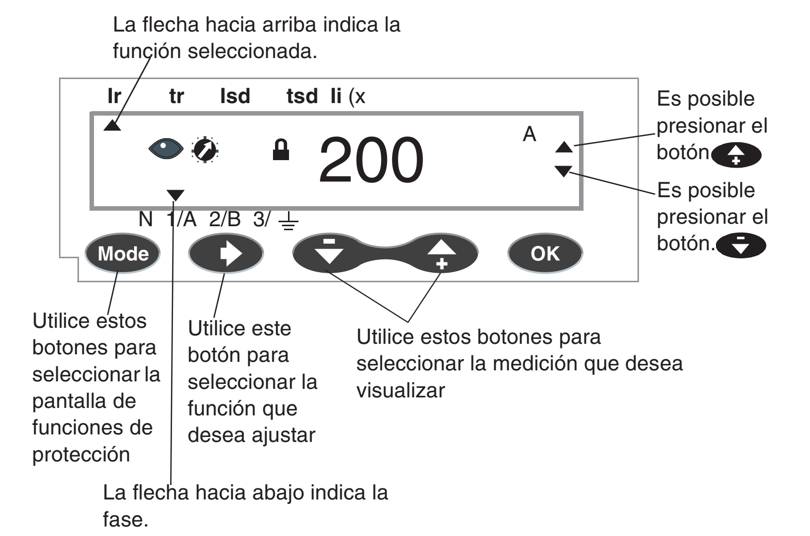
Navegue por los ajustes de las funciones de protección con los botones de navegación , y .

- Utilice el botón para seleccionar la función a configurar:
  - — La flecha hacia arriba indica la función seleccionada.
  - — La flecha hacia abajo indica la fase. Múltiples flechas hacia abajo indican todas las fases ajustadas en el mismo valor (excepto para el ajuste de protección de neutro)
  - — El desplazamiento es cíclico.

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

- Configure las funciones de protección en la terminal de programación y ajustes con los botones ▲ y ▼.

Figura 3 – Pantalla de funciones de protección



Confirmación del ajuste

El valor de una función de protección configurada en la terminal de programación y ajustes debe:

1. ser introducido presionando la tecla OK una vez (el pictograma OK parpadea en la pantalla)
2. luego deberá ser confirmado presionando la tecla OK nuevamente (el texto OK se mostrará durante 2 segundos)

NOTA: Los ajustes que se realizan a través de un selector no requieren ser introducidos manualmente ni tampoco ser confirmados manualmente.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 8 – Lista de pantallas de ajustes de las funciones de protección

Unidad de disparo	Modo	Descripción de la pantalla	Unidad	Flechas
Micrologic 5 LSI		I_r—Ajuste de activación de la protección de tiempo largo para las fases Preajustado por un selector	A	La flecha hacia arriba indica la función I_r. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		t_r—Ajuste de retardo de la protección de tiempo largo (en 6 I_r)	s	La flecha hacia arriba indica la función t_r. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In)
		I_{sd}—Ajuste de activación de la protección de tiempo corto para las fases Preajustado por un selector	A	La flecha hacia arriba indica la función I_{sd}. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		t_{sd}—Ajuste del retardo de la protección de tiempo corto La activación de la protección de tiempo corto de la curva de tiempo inverso I^2t: • ON: Función I^2t activada • OFF: Función I^2t desactivada	s	La flecha hacia arriba indica la función t_{sd}. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In)
		I_N—Ajuste de activación de la protección de neutro (unidad de disparo con opción ENCT y protección de neutro activada)	A	La flecha hacia abajo indica el neutro. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		I_i—Valor del ajuste de activación de la protección instantánea para las fases y para el neutro (unidad de disparo con la opción ENCT y la protección de neutro activada).	A	La flecha hacia arriba indica la función I_i. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		Activación del estado del neutro (unidad de disparo con opción ENCT): • N: Protección de neutro activada • noN: Protección de neutro desactivada	—	—

Continúa en la siguiente página

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Tabla 8 – Lista de pantallas de ajustes de las funciones de protección *(continuación)*

Unidad de disparo	Modo	Descripción de la pantalla	Unidad	Flechas
Micrologic 6 LSIG:		I_r—Ajuste de activación de la protección de tiempo largo para las fases Preajustado por un selector	A	La flecha hacia arriba indica la función I_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		t—Ajuste del retardo de la protección de tiempo largo	s	La flecha hacia arriba indica la función t_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		I_{sd}—Ajuste de activación de la protección de tiempo corto para las fases	A	La flecha hacia arriba indica la función I_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		t_{sd}—Ajuste del retardo de la protección de tiempo corto El retardo es para la protección de la curva de tiempo inverso I^2t: • ON: Función I^2t activada • OFF: Función I^2t desactivada	s	La flecha hacia arriba indica la función t_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		I_N—Ajuste de activación de la protección de neutro (unidad de disparo con opción ENCT y protección de neutro activada)	A	La flecha hacia abajo indica el neutro. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		I_i—Ajuste de activación de la protección instantánea para las fases y para el neutro (unidad de disparo con la opción ENCT y la protección de neutro activada).	A	La flecha hacia arriba indica la función I_i. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		I—Ajuste de activación de la protección contra fallas a tierra Preajustado por un selector	A	La flecha hacia arriba indica la función I_g. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Las flechas hacia abajo indican las tres fases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		t_g—Ajuste del retardo de tiempo de la protección contra fallas a tierra El retardo es para la protección de la curva de tiempo inverso I^2t: • ON: Función I^2t activada • OFF: Función I^2t desactivada	s	La flecha hacia arriba indica la función t_g. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		Activación del estado del neutro (unidad de disparo con opción ENCT): • N—Proteción de neutro activada • noN—Proteción de neutro desactivada	—	—

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Preajuste de una función de protección

La tabla 9 ilustra el preajuste y ajuste de activación de la protección de tiempo largo I_r en una unidad de disparo Micrologic 5.2 de 250 A.

Presione el botón Mode para desplazarse por las pantallas de medición.

Presione los botones de navegación , y para seleccionar la pantalla de medición para cada una de las fases:

ESPAÑOL

Tabla 9 – Ejemplo de preajuste de una función de protección empleando un selector

Paso	Acción	Usando	Visualización
1	Ajuste el selector en el valor máximo I_r (el candado se desbloquea automáticamente). Las flechas hacia abajo indican todas las 3 fases (el ajuste es idéntico en cada fase).	10 11 12 14 16 17 20 22 25 Ir (A)	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 250 A N 1/A 2/B 3/
2	Gire el selector I_r en el ajuste arriba del valor necesario. El preajuste se ha completado: • Si el ajuste de activación es correcto (en este caso, 175 A), salga del procedimiento de ajuste (no es necesario oprimir una tecla). • Si el ajuste de activación no es correcto, realice ajustes precisos usando la terminal de programación y ajustes.	10 11 12 14 16 17 20 22 25 Ir (A)	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 175 A N 1/A 2/B 3/
4	Configure el valor exacto necesario para I_r a través de la terminal de programación y ajustes. (en incrementos de 1 A).		Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK 170 A N 1/A 2/B 3/
5	Introducir el restablecimiento. El pictograma OK parpadea.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK 170 A N 1/A 2/B 3/
6	Confirmar el restablecimiento. La confirmación OK se muestra durante 2 segundos.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK N 1/A 2/B 3/

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Cómo ajustar una función de protección

La tabla 10 ilustra el ajuste del retardo de la protección de tiempo largo t_r en una unidad de disparo Micrologic 5.2:

Presione el botón Mode para desplazarse por las pantallas.

Presione los botones de navegación, y para seleccionar la pantalla para cada una de las fases:

Tabla 10 – Ejemplo de ajuste de una función de protección empleando la terminal de programación y ajustes

Paso	Acción	Usando	Visualización
1	Si se muestra el pictograma de bloqueo en la pantalla, desbloquee los ajustes de protección.		Ir tr Isd tsd Ii Ig tg / 229 A / N 1/A 2/B 3/
2	Seleccione el modo de ajuste de las funciones de protección.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) / 170 A / N 1/A 2/B 3/
3	Seleccione la función t_r: la flecha hacia arriba se desplaza debajo de tr.		Ir tr Isd tsd Ii (x In) / 0.5 s / N 1/A 2/B 3/
4	Configure el valor de t_r necesario a través de la terminal de programación y ajustes.		Ir tr Isd tsd Ii (x In) / OK 8.0 s / N 1/A 2/B 3/
5	Introduzca el ajuste (el pictograma OK parpadea).	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) / OK 8.0 s / N 1/A 2/B 3/
6	Confirmar el ajuste. La confirmación OK se muestra durante 2 segundos.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) / OK / N 1/A 2/B 3/

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Sección 2—Protección de la distribución eléctrica

Las unidades de disparo Micrologic™ 5 y 6 ofrecen protección contra sobrecorriente y corrientes de falla a tierra a la mayoría de las aplicaciones comerciales e industriales.

Al elegir las características de protección a usar, considere:

- Sobrecorrientes (sobrecarga y cortocircuitos) y corrientes de falla a tierra potenciales
- Conductores que necesitan protección
- La presencia de corrientes armónicas
- Coordinación entre los dispositivos
- Las unidades de disparo para aplicaciones críticas con selectividad mejorada tienen una "W" en el número de la unidad de disparo (por ejemplo, 3.2W o 3.2S-W)

Funciones de protección

Cada función se describe con detalle en las siguientes páginas.

Tabla 11 – Curva de disparo de las funciones de protección

Curva de disparo de las funciones de protección	No	Función	Descripción	Unidad de disparo Micrologic	
				5	6
	1	I_n	Valor nominal del sensor	N	N
	2	I_r	Activación de la protección de tiempo largo	A	A
	3	t_r	Retardo de la protección de tiempo largo	A	A
	4	I_{sd}	Activación de la protección de tiempo corto	A	A
	5	t_{sd}	Retardo de la protección de tiempo corto	A	A
	6	I^2t ON/OFF	Curva de protección I^2t de tiempo corto en posición ON u OFF	A	A
	7	I_i	Activación de la protección instantánea	A	A
	8	I_g	Activación de la protección contra fallas a tierra	—	A
	9	t_g	Retardo de tiempo de la protección contra fallas a tierra	—	A
	10	I^2t ON/OFF	Curva de protección I^2t de falla a tierra en posición ON u OFF	—	A

A = Ajustable

N = No ajustable

— = No disponible

Cómo ajustar la protección

Para configurar las funciones de protección:

- En la unidad de disparo Micrologic, utilice los selectores de preajuste (según la función de protección y tipo de unidad Micrologic) y la terminal de programación y ajustes.
- Con la opción de comunicación, utilice el software RSU bajo la lengüeta de protección Basic (básica).

Para obtener más información sobre cómo usar el software RSU para configurar las funciones de protección, consulte “Cómo configurar las funciones de protección” en la página 83,

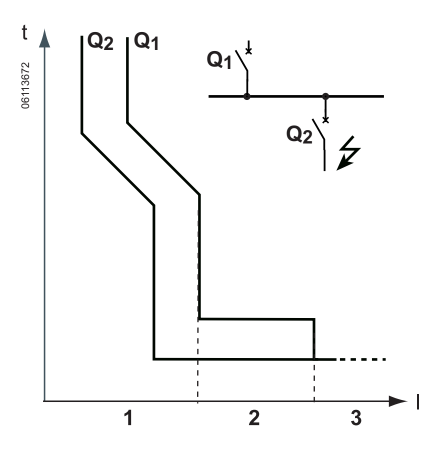
 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Disparo por reflejo

Además de los dispositivos integrados en las unidades de disparo Micrologic, los interruptores automáticos PowerPact marco L brindan protección por reflejo. Este sistema abre corrientes de falla muy altas al disparar mecánicamente el dispositivo con un “pistón” accionado directamente por la presión producida en el interruptor automático a causa de un cortocircuito. El pistón hace funcionar el mecanismo de apertura, lo cual produce un disparo ultrarápido del interruptor automático.

Coordinación selectiva

Figura 4 – Curvas de disparo de coordinación



La coordinación selectiva entre los dispositivos en el lado de la fuente y en el lado de la carga es esencial para optimizar la continuidad del servicio. El gran número de opciones para ajustar las funciones de protección en las unidades de disparo Micrologic 5 y 6 mejora la coordinación natural entre los interruptores automáticos.

Schneider Electric proporciona las curvas de disparo para cada interruptor automático y las tablas que muestran los interruptores automáticos en serie registrados por UL. Las curvas de disparo puede encontrarlas en nuestro sitio web: http://www.schneider-electric.us

En la casilla de búsqueda, escriba “PowerPact H, J, L”. Haga clic en “PowerPact H/J/L Frame Molded Case Circuit Breakers”, luego en “Documents and Downloads”. Las guías de usuario y curvas de disparo también se encuentran en esta página.

Comuníquese al 1-888-778-2733 (en EUA) o al 01-800-SCHNEIDER (en México) para obtener asistencia.

Interruptores automáticos para aplicaciones críticas

Los interruptores automáticos PowerPact marcos J y L para aplicaciones críticas ofrecen altos niveles de coordinación selectiva con la familia de interruptores automáticos miniatura QO™ y los interruptores automáticos ED, EG y EJ en un diseño flexible que puede ser fácilmente configurado para una variedad de aplicaciones. Estos interruptores automáticos pueden equiparse con unidades de disparo Micrologic 5.2A-W, 5.2E-W, 6.2A-W, 5.3A-W, 6.3A-2 y 6.3E-2.

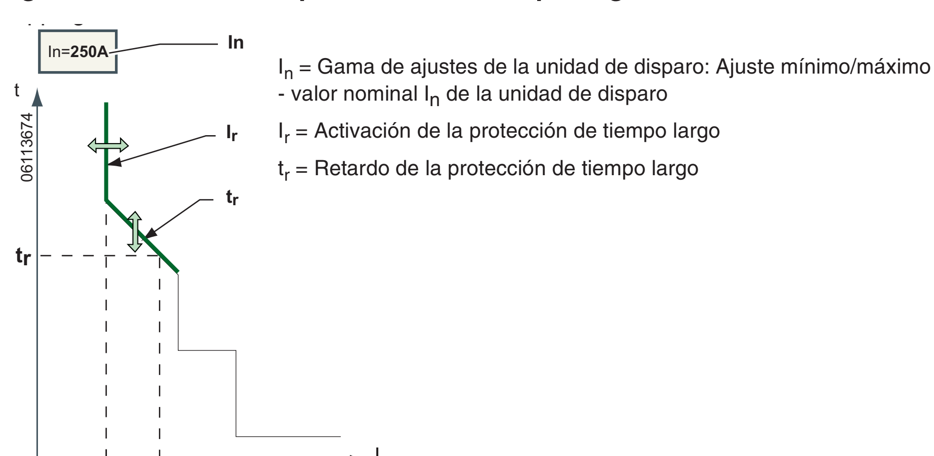
Las unidades de disparo para aplicaciones críticas tienen los mismos ajustes y curvas de disparo que las unidades de disparo estándar como se describe en este documento.

Para obtener más información, consulte el catálogo 0611CT1001 *Interruptores automáticos PowerPact marcos H, J y L* en el sitio web de Schneider Electric.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Protección de tiempo largo

Figura 5 – Curva de la protección de tiempo largo



La protección de tiempo largo en las unidades de disparo Micrologic 5 y 6 ofrece protección contra corrientes de sobrecarga a las aplicaciones de distribución eléctrica. Es idéntica en ambas unidades de disparo Micrologic 5 y 6.

La protección de tiempo largo es de I^2t IDMT (tiempo definitivo mínimo inverso):

- incorpora la función de imagen térmica.
- Ésta se ajusta con la activación I_r y el retardo de tiempo de disparo t_r.

Cómo ajustar la protección de tiempo largo

Ajustar el valor de activación I_r:

- Empleando el selector I_r de la unidad de disparo Micrologic para preajustar el valor y la terminal de programación y ajustes para realizar los ajustes precisos.
- Con la opción de comunicación, preajuste empleando el selector I_r en la unidad de disparo Micrologic y el ajuste preciso empleando el software RSU.

Ajustar el retardo de tiempo t_r:

- Empleando la terminal de programación y ajustes de la unidad de disparo Micrologic
- Con la opción de comunicación, ajuste usando el software RSU

Valores de ajuste de activación I_r

La gama de disparo para la protección de tiempo largo es de 1.05–1.20 I_r.

El valor por omisión del ajuste de activación I_r es la posición máxima del selector I_n.

Utilice la terminal de programación y ajustes para realizar ajustes precisos, en incrementos de 1 A:

- El valor máximo de la gama de ajustes es el valor preajustado del selector.
- El valor mínimo de la gama es el valor mínimo preajustado (para 400 A nominales, el valor mínimo de la gama de ajustes es 125 A).

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Por ejemplo:

Una unidad de disparo Micrologic 5.2 de I_n = 250 A se preajusta empleando el selector en 150 A:

- El valor mínimo de preajuste es de 70 A
- La gama de ajustes precisos en la terminal de programación y ajustes es de 70 a 150 A

El valor de ajuste que se muestra es el valor del retardo de tiempo de disparo para una corriente de 6 I_r.

Tabla 12 – Valores preajustados de I_r (A)

Valor nominal de I_n	Valores preajustados de I_r, según el valor nominal de I_n de la unidad de disparo y la posición del selector								
60 A	15 A	20 A	25 A	30 A	35 A	40 A	45 A	50 A	60 A
100 A	35 A	40 A	45 A	50 A	60 A	70 A	80 A	90 A	100 A
150 A	50 A	60 A	70 A	80 A	90 A	100 A	110 A	125 A	150 A
250 A	70 A	80 A	100 A	125 A	150 A	175 A	200 A	225 A	250 A
400 A	125 A	150 A	175 A	200 A	225 A	250 A	300 A	350 A	400 A
600 A	200 A	225 A	250 A	300 A	350 A	400 A	450A	500 A	600 A

Valores de ajuste de retardo de tiempo t_r

El valor por omisión del ajuste de retardo de tiempo t_r es de 0.5 (valor mínimo) esto es, 0,5 segundos en 6 I_r.

La tabla 13 muestra el valor del retardo de tiempo de disparo (en segundos) de acuerdo con la corriente de carga para los valores de ajuste que se muestran en la pantalla.

La gama de precisión es de -20%/+0%.

Tabla 13 – Valores preajustados de t_r (segundos)

Corriente de carga	Valor de ajuste					
	0.5	**1**	**2**	**4**	**8**	**16**
	Retardo de tiempo de disparo t_r					
1.5 t_r	15 s	25 s	50 s	100 s	200 s	400 s
6 t_r	0.5 s	1 s	2 s	4 s	8 s	16 s
7.2 t_r	0.35 s	0.7 s	1.4 s	2.8 s	5.5 s	11 s

Imagen térmica

La unidad de disparo utiliza el cálculo de una imagen térmica para evaluar la elevación de la temperatura del conductor y supervisar con precisión el estado térmico de los conductores.

Por ejemplo:

Comparación del cálculo de elevación de la temperatura sin imagen térmica (diagrama A) y con imagen térmica (diagrama B):

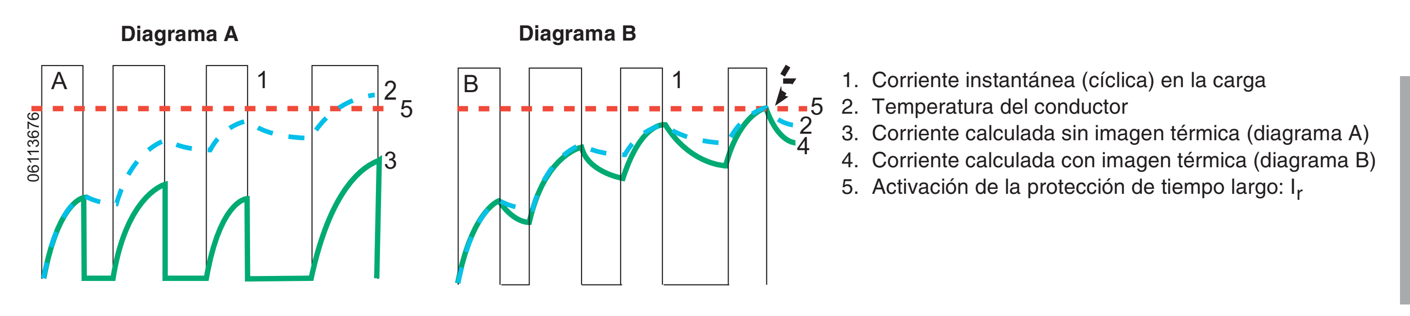
- Unidad de disparo sin imagen térmica: En cada impulso de corriente, la unidad de disparo sólo considera el efecto térmico en el impulso bajo consideración.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

No se produce ningún disparo a pesar del aumento de temperatura en el conductor.

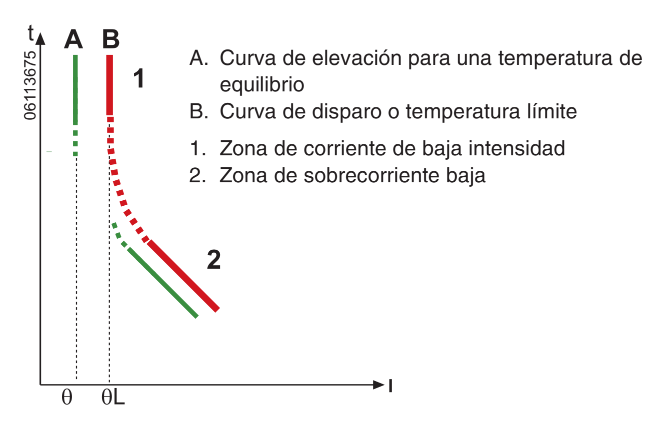
- Unidad de disparo con imagen térmica: La unidad de disparo agrega el efecto térmico de los impulsos de corriente sucesivos. El disparo es producido en base al estado térmico real del conductor.

Figura 6 – Diagramas de elevación de la temperatura del conductor



Curvas de disparo y elevación de la temperatura del conductor

Figura 7 – Curva de elevación de la temperatura



Utilice el análisis de la ecuación de elevación de la temperatura de un conductor, por la que pasa una corriente I, para determinar la naturaleza del fenómeno físico:

- Para las corrientes de baja o mediana intensidad ($I < I_r$), la temperatura de equilibrio del conductor (para un tiempo infinito) depende solamente del valor cuadrático de la demanda de corriente, consulte “Valor cuadrático de demanda (imagen térmica)” en la página 49. La temperatura límite corresponde a una corriente límite (activación I_r para la protección de tiempo largo de la unidad de disparo).
- Para las sobrecorrientes bajas ($I_r < I < I_{sd}$), la temperatura del conductor depende solamente de la energía I^2t provista por la corriente. La temperatura límite es la curva de I^2t IDMT.
- Para las sobrecorrientes altas ($I > I_{sd}$), el fenómeno es idéntico si la función I^2t ON de la protección de tiempo corto ha sido configurada, consulte “Función I2t ON/OFF” en la página 39.

Memoria térmica

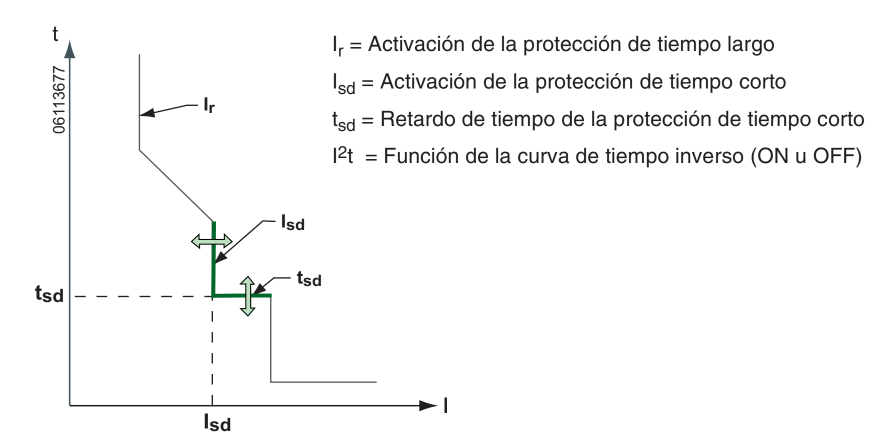
Las unidades de disparo Micrologic 5 y 6 incorporan la función de memoria térmica que asegura el enfriamiento de los conductores aun después de un disparo. El enfriamiento dura 20 minutos antes o después de un disparo.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Protección de tiempo corto

Figura 8 – Curva de disparo de la protección de tiempo corto



La protección de tiempo corto en las unidades de disparo Micrologic 5 y 6 ofrece protección contra corrientes de cortocircuito a todos los tipos de aplicaciones de distribución eléctrica.

Es idéntica para ambas unidades de disparo Micrologic 5 y 6.

La protección de tiempo corto es de tiempo definido:

- Incorpora la posibilidad de una función de la curva de tiempo inverso I^2t
- Ésta se ajusta con la activación I_{sd} y el retardo de tiempo de disparo t_{sd}

Cómo ajustar la protección de tiempo corto

Ajustar el valor de activación I_{sd}:

- Empleando la terminal de programación y ajustes de la unidad de disparo Micrologic
- Con la opción de comunicación, realice los ajustes usando el software RSU

Ajustar el retardo de tiempo t_{sd}:

- Empleando la terminal de programación y ajustes de la unidad de disparo Micrologic
- Con la opción de comunicación, realice los ajustes usando el software RSU

El ajuste del retardo de tiempo t_{sd} incluye la activación/desactivación de la opción I^2t.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Valores de ajuste de activación I_{sd}

El valor del ajuste de activación I_{sd} es en múltiplos de I_r.

El valor por omisión del ajuste de activación I_{sd} es de 1.5 I_r (valor mínimo del selector).

La tabla 14 muestra los valores de ajuste (preajuste por un selector) y gama de ajustes (configuración en la terminal de programación y ajustes) de la activación I_{sd}.

Tabla 14 – Valores preajustados de I_{sd} (A)

Tipo de ajuste	Valor o gama de ajustes (x I_r)[1]								
Preajustado por un selector (Micrologic 5)	1,5	2	3	4	5	6	8	10	12
Gama de ajustes en la terminal de programación y ajustes[2] Incremento: 0,5 I_r	1,5	1,5–2	1,5–3	1,5–4	1,5–5	1,5–6	1,5–8	1,5–10	1,5–12

[1]La gama de precisión es de +/- 10%.
[2]Para las unidades de disparo Micrologic 6, el valor de la gama de ajustes en la terminal de programación y ajustes es: 1,5–10 I_r.

Valores de ajuste de retardo de tiempo t_{sd}

La tabla 15 indica los valores de ajuste para el retardo de tiempo t_{sd} con la opción I^2t OFF/ON en segundos (s) y los tiempos de retención y ruptura relacionados en milisegundos (ms).

El valor por omisión del ajuste de retardo de tiempo t_{sd} es 0 segundos con I^2t OFF.

Tabla 15 – Valores preajustados de t_{sd}

Función	Valor de ajuste				
t_{sd} con I^2t OFF	0	0.1 s	0.2 s	0.3 s	0.4 s
t_{sd} con I^2t ON	—	0.1 s	0.2 s	0.3 s	0.4 s
Tiempo de retención	20 ms	80 ms	140 ms	230 ms	350 ms
Tiempo máximo de ruptura	80 ms	140 ms	200 ms	320 ms	500 ms

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

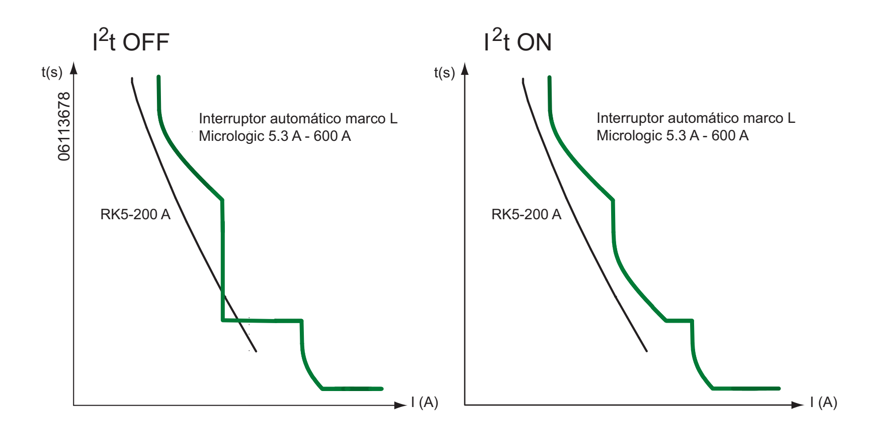
I^2t ON/OFF

Utilice la función de la curva de tiempo inverso I^2t para mejorar la coordinación del interruptor automático. Utilícela cuando un dispositivo de protección que usa tiempo inverso solamente está instalado en el lado de la carga, por ejemplo un dispositivo de protección fusible.

Las curvas ilustran un ejemplo de coordinación selectiva entre un interruptor automático PowerPact™ marco L conectado en el lado de la fuente, y un fusible RK5-200 A conectado en el lado de la carga.

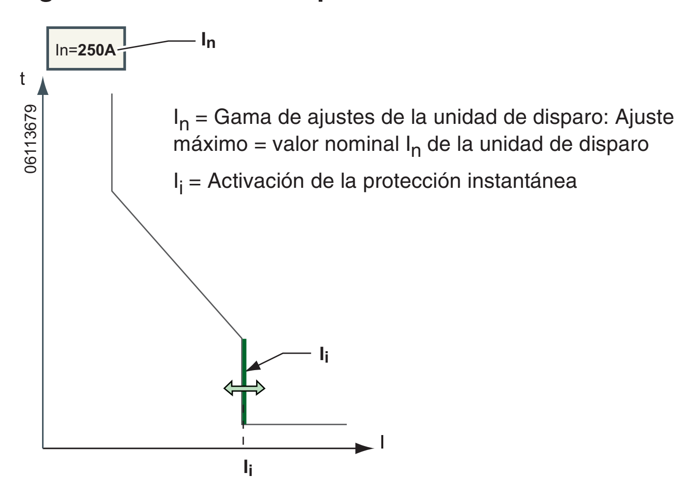
Utilice la función I^2t ON en la protección de tiempo corto para proporcionar coordinación.

Figura 9 – Ejemplo de coordinación



Protección instantánea

Figura 10 – Curva de la protección instantánea



La protección instantánea en las unidades de disparo Micrologic 5 y 6 ofrece protección contra corrientes de cortocircuito muy altas a todos los tipos de aplicaciones de distribución eléctrica.

Es idéntica para ambas unidades de disparo Micrologic 5 y 6.

La protección instantánea es de tiempo definido con un ajuste de activación I_i y sin un retardo de tiempo.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Cómo ajustar la protección instantánea

Ajustar el valor de activación I_i:

- Empleando el selector I_i de la unidad de disparo Micrologic para preajustar el valor y la terminal de programación y ajustes para realizar los ajustes precisos.
- Con la opción de comunicación, preajuste empleando el selector I_i en la unidad de disparo Micrologic y el ajuste preciso empleando el software RSU.

Valores de ajuste de activación I_i

El valor del ajuste de activación I_i es en múltiplos de I_n.

El valor por omisión del ajuste de activación I_i es de 1.5 I_n (valor mínimo).

La tabla 16 muestra las gamas de ajustes e incrementos según el valor nominal de I_n de la unidad de disparo Micrologic.

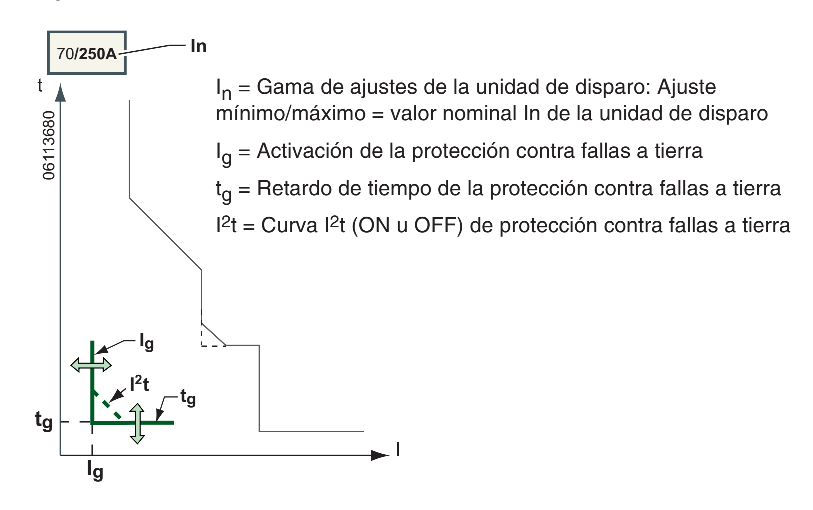
- La gama de precisión es de +/- 10%.
- El tiempo de retención es de 10 milisegundos.
- El tiempo de ruptura máximo es de 50 milisegundos.

Tabla 16 – Valores preajustados de I_i

Valor nominal de I_n	Gama de ajustes	Incremento
60, 100 A y 150 A	1.5–15 I_n	0.5 I_n
250 A y 400 A	1.5–12 I_n	0.5 I_n
600 A	1.5–11 I_n	0.5 I_n

Protección contra fallas a tierra

Figura 11 – Curva de disparo de la protección contra fallas a tierra



La protección contra fallas a tierra en las unidades de disparo Micrologic 6 ofrece protección contra corrientes de falla a tierra a todos los tipos de aplicaciones de distribución eléctrica.

Para obtener más detalles sobre las corrientes de falla a tierra, consulte el boletín incluido con el interruptor automático.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

La protección contra fallas a tierra es de tiempo definido:

- Incluye la posibilidad de una función de la curva de tiempo inverso I^2t
- Se ajusta como el valor de activación de I_g y retardo de tiempo de disparo t_g.

Cómo ajustar la protección contra fallas a tierra

Ajustar el valor de activación I_g:

- Empleando la terminal de programación y ajustes de la unidad de disparo Micrologic
- Con la opción de comunicación, realice los ajustes usando el software RSU

Ajustar el retardo de tiempo t_g:

- Empleando la terminal de programación y ajustes de la unidad de disparo Micrologic
- Con la opción de comunicación, realice los ajustes usando el software RSU

El ajuste del retardo de tiempo t_g incorpora la activación/desactivación de la opción I^2t.

Valores de ajuste de activación I_g

El valor del ajuste de activación I_g es en múltiplos de I_n.

El valor por omisión del ajuste de activación I_g es el mismo que el valor mínimo en el selector:

- 0.30 I_n para la unidad de disparo de 60 A
- 0.20 I_n para la unidad de disparo > 60A

La tabla 17 especifica la gama de ajustes. El incremento es de 0.05 In.

Tabla 17 – Valores de ajuste de activación I_g

I_n =	Valores de ajuste de activación I_g (x I_n)[1]																
60 A	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6	0.65	0.7	0.75	0.8	0.85	0.9	0.95	1		
100–600 A	0.2	2.5	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6	0.65	0.7	0.75	0.8	0.85	0.9	0.95	1

[1] La gama de precisión es de +/- 10%.

Valores de ajuste de retardo de tiempo t_g

El valor del ajuste de retardo de tiempo t_g es en segundos. Los tiempos de retención y ruptura son en milisegundos.

El valor por omisión del ajuste de retardo de tiempo t_g es 0 segundos con I^2t OFF.

La tabla 18 muestra los valores de ajuste de t_g con la opción I^2t OFF/ON y tiempos de retención y ruptura relacionados.

Tabla 18 – Valores preajustados de t_g

Función	Valor de ajuste				
t_g con I^2t OFF	0 s	0,1 s	0,2 s	0,3 s	0,4 s
t_g con I^2t ON	—	0,1 s	0,2 s	0,3 s	0,4 s
Tiempo de retención	20 ms	80 ms	140 ms	230 ms	350 ms
Tiempo máximo de ruptura	80 ms	140 ms	200 ms	320 ms	500 ms

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Función I^2t ON/OFF

La operación de la protección contra fallas a tierra I^2t ON/OFF es similar a la de la función I^2t de tiempo corto (consulte “Protección de tiempo corto” en la página 34).

Prueba de la protección contra fallas a tierra

Realice la prueba de la protección contra fallas a tierra en la terminal de programación y ajustes de la unidad de disparo Micrologic (consulte “Prueba de la protección contra fallas a tierra (Micrologic 6)” en la página 21). Utilice esta prueba para verificar la función de disparo electrónico de la unidad de disparo.

Protección de neutro

Tabla 19 – Posibles tipos de protección de neutro

Interruptor automático	Tipos posibles	Protección de neutro
Interruptor automático	3P, 3D	Ninguna
Interruptor automático con opción ENCT	3P, 3D	Ninguna
	3P, 3D + N/2	Medio neutro
	3P, 3D + N	Neutro completo
	3P, 3D + OSN	Neutro de tamaño extra grande

P: Polo; D: Unidad de disparo; N: Protección de neutro

La protección de neutro en las unidades de disparo Micrologic 5 y 6 ofrecen protección contra corrientes de cortocircuito y sobrecarga a todos los tipos de aplicaciones de distribución eléctrica.

Se encuentra disponible en las unidades de disparo con opción ENCT

Es idéntica para ambas unidades de disparo Micrologic 5 y 6.

En general, la protección de fase protege el conductor neutro (si está distribuido y es idéntico a la fase en cuanto a tamaño, esto es, neutro completo).

El neutro debe tener protección específica si:

- Se reduce en tamaño en comparación con las fases
- Si están instaladas cargas no lineales que generan armónicos de tercer orden (o múltiplos de esto)

Tal vez sea necesario desconectar el neutro por razones de funcionamiento (diagrama de fuentes múltiples) o razones de seguridad (trabajando con la alimentación desconectada).

En resumen, el conductor neutro puede ser:

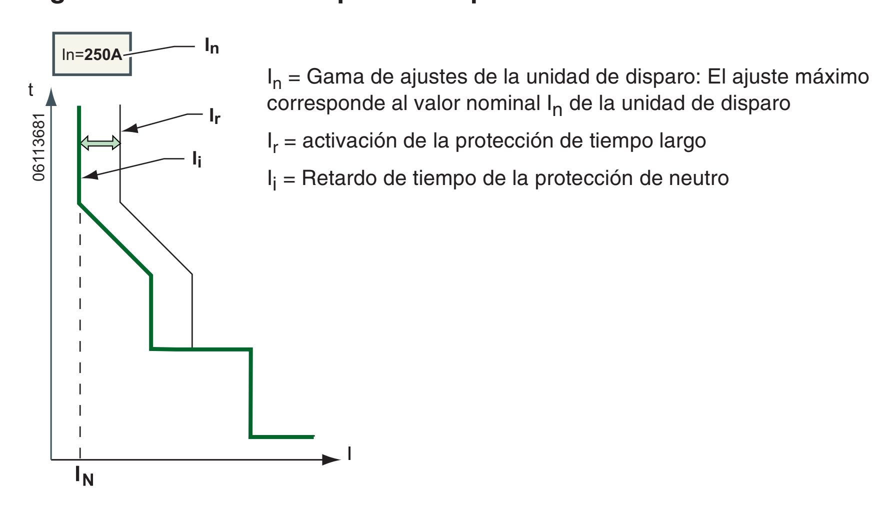
- No distribuido
- Distribuido, no desconectado ni protegido
- Distribuido, no desconectado pero protegido (interruptor automático con opción ENCT)

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Funcionamiento

Figura 12 – Curva de disparo de la protección del neutro



La protección de neutro tiene las mismas características que la protección de fase:

- Su activación es proporcional al valor de activación de la protección de tiempo largo I_r y tiempo corto I_{sd}.
- Tiene los mismos valores de retardo de tiempo de disparo que las protecciones de tiempo largo I_r y tiempo corto I_{sd}.
- Su protección instantánea es idéntica.

Cómo ajustar la protección de neutro

Ajustar el estado del neutro de la unidad de disparo y el valor de activación I_N:

- Empleando la terminal de programación y ajustes de la unidad de disparo Micrologic
- Con la opción de comunicación, realice los ajustes usando el software RSU

Valor del ajuste de protección del neutro

Las unidades de disparo Micrologic 5 y 6 incorporan la función OSN (neutro extra grande), que controla la protección del conductor neutro cuando las corriente de armónicos de tercer orden (y múltiplos de esto) están presentes (consulte “Corrientes armónicas” en la página 56).

La tabla 20 muestra, según el valor de la función I_N / I_r, los valores de ajuste de las activaciones de protección de tiempo largo del neutro y protección de tiempo corto del neutro:

Tabla 20 – Valores de los ajustes de protección del neutro

Función N / I_r		Valor de activación $I_r(I_N)$ de la protección de tiempo largo	Valor de activación $I_{sd}(I_N)$ de la protección de tiempo corto
OFF		N/D	N/D
0,5		I_r / 2	I_{sd} / 2
1		I_r	I_{sd}
OSN	con ENCT	1,6 x I_r	1,6 x I_{sd}

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Los valores de los ajustes son idénticos para las fases, los retardos de protección de tiempo corto y tiempo largo del neutro.

La tabla 21 muestra los valores de ajuste de las activaciones de protección del neutro (ajustadas en OSN) según el ajuste I_r de activación de la protección de fase:

Tabla 21 – Valores de los ajustes de las activaciones de protección del neutro

Valores I_r / I_N	Valor de activación $I_r(I_N)$ de tiempo largo	Valor de activación $I_{sd}(I_N)$ de la protección de tiempo corto
I_r / I_N < 0,63	1,6 x I_r	1,6 x I_{sd}
0,63 < I_r / I_n < 1	I_N	I_N x I_{sd} / I_r

Selección de la opción ENCT

Tabla 22 – La opción ENCT

Valor nominal de I_n	Protección de neutro limitada en I_n	Protección OSN > I_n
60 A	LV429521	LV429521
100 A	LV429521	LV429521
150 A	LV430563	LV430563
250 A	LV430563	LV432575
400 A	LV432575	LV432575
600 A	LV432575	No[1]

[1] Para el valor nominal de 600 A, la función OSN está limitada en I_n (= 600 A).

La opción ENCT es un TC al neutro externo para una unidad de disparo.

La tabla 22 indica la referencia para la opción ENCT instalada según el valor nominal de I_n de la unidad de disparo Micrologic o la necesidad de adquirir protección OSN.

Instalación de la opción ENCT

1. Conecte el conductor neutro en el primario de la opción ENCT (terminales H1, H2).
2. Retire la conexión en puente (si existe) entre las terminales T1 y T2 de la unidad de disparo Micrologic.
3. Conecte el secundario de la opción ENCT (terminales T1 y T2) a las terminales T1 y T2 de la unidad de disparo Micrologic.
4. Determine la opción ENCT al configurar las funciones de protección para la unidad de disparo Micrologic.

NOTA: Si la opción ENCT ha sido seleccionada antes de su instalación, la unidad de disparo Micrologic produce una falla (pantalla ENCT). Instale la opción ENCT, o bien, conecte un puente entre las terminales T1 y T2 en la unidad de disparo Micrologic. Borre la pantalla ENCT presionando la tecla OK dos veces (introduzca y confirme).

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Enclavamiento selectivo de zona (ZSI)

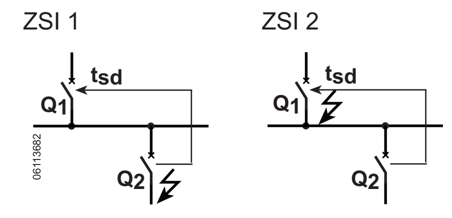
Utilice el enclavamiento selectivo de zona (ZSI) para reducir el esfuerzo electrodinámico en el equipo al usar coordinación selectiva.

ZSI mejora la coordinación al ser selectivo acerca de la posición de la falla. Un conductor de señal conecta las unidades de disparo de los interruptores automáticos instalados y controla el retardo de tiempo de disparo de los interruptores autom. en el lado de la fuente según la posición de la falla.

ZSI optimiza la disponibilidad de energía y reduce el esfuerzo electrodinámico en el equipo. Esto es aplicable para ambas protecciones de tiempo corto y contra fallas a tierra.

Ejemplos de la operación ZSI

Figura 13 – Ejemplo de ZSI



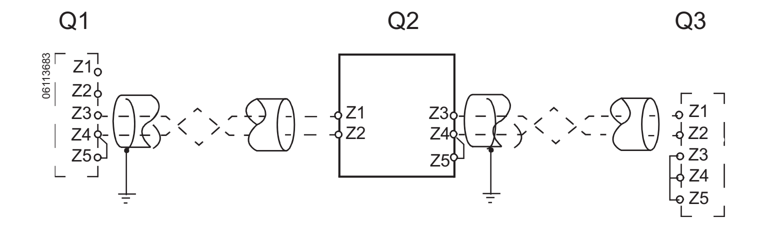
Las unidades de disparo en los interruptores automáticos Q1 y Q2 tienen los mismos ajustes de retardo de tiempo que la coordinación selectiva.

- Si se produce una falla en el lado de la carga del interruptor automático Q2 (figura 13, ZSI 1), las unidades de disparo en los interruptores Q1 y Q2 detectan la falla simultáneamente. La unidad de disparo en el interruptor automático Q2 envía una señal de restricción a la unidad de disparo en el interruptor Q1, que permanece en su retardo de tiempo t_{sd}. El interruptor automático Q2 se dispara y restablece la falla (instantáneamente si el interruptor Q2 no está retrasado). Los demás usuarios en el lado de la carga del interruptor automático Q1 todavía tienen alimentación, la disponibilidad de energía es optimizada.
- Si se produce una falla en el lado de la carga del interruptor automático Q1 (figura 13, ZSI 2), la unidad de disparo en el interruptor Q1 no recibe una señal proveniente de la unidad de disparo en el interruptor Q2. El retardo de tiempo t_{sd} es, por consiguiente, inhibido. El interruptor automático Q1 se dispara y restablece la falla en el equipo instantáneamente. El esfuerzo electrodinámico creado por la corriente de cortocircuito en el equipo es reducido al mínimo.

Alambrado de ZSI

Las unidades de disparo Micrologic 5 y 6 aceptan ZSI. El conductor de señal está conectado a la unidad de disparo como se muestra en la figura 14.

Figura 14 – Alambrado de ZSI



 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Q1 Interruptor automático en el lado de la fuente

Q2 Interruptor automático que se está conectando

Q3 Interruptor automático en el lado de la carga

Z1 fuente ZSI-OUT

Z2 ZSI-OUT

Z3 fuente ZSI-IN

Z4 protección de tiempo corto ZSI-IN ST

Z5 protección contra fallas a tierra ZSI-IN GF (Micrologic 6)

Los ajustes de retardo de la protección de tiempo corto y contra fallas a tierra (Micrologic 6) para las unidades de disparo que usan ZSI deben cumplir con las reglas relacionadas con la coordinación selectiva.

Conexión ZSI

Características del conductor de conexión

- Impedancia: <16 Ω por 300 m
- Longitud máxima: 300 m
- Tipo de cable: Trenzado y blindado (Belden 8441o uno equivalente)
- Sección transversal permitida del conductor: 0,4–2,5 mm^2
- Límite de interconexión en las entradas Z3, Z4 y Z5 (a los dispositivos hacia el lado de carga): 15 dispositivos
- Límite de interconexión en las salidas Z1 y Z2 (a los dispositivos hacia el lado de la fuente) 5 dispositivos

Las figuras muestran las opciones para conectar los dispositivos juntos:

Figura 15 – Diagramas de conexión

Protección contra fallas a tierra y de tiempo corto (Micrologic 6) 06113684 Q1 Z1 Z2 Z3 Z4 Z5 — Q2 Z1 Z2 Z3 Z4 Z5	Conecte la salida Z2 de la unidad de disparo en el interruptor automático Q2 en el lado de carga a las entradas Z4 y Z5 de la unidad de disparo en el interruptor Q1 en el lado de la fuente.
Protección de tiempo corto 06113685 Q1 Z1 Z2 Z3 Z4 Z5 — Q2 Z1 Z2 Z3 Z4 Z5	• Conecte la salida Z2 de la unidad de disparo en el interruptor automático Q2 en el lado de carga a la entrada Z4 de la unidad de disparo en el interruptor Q1 en el lado de la fuente. • Ponga en cortocircuito las entradas Z3 y Z5.
Protección contra fallas a tierra (Micrologic 6) 06113686 Q1 Z1 Z2 Z3 Z4 Z5 — Q2 Z1 Z2 Z3 Z4 Z5	• Conecte la salida Z2 de la unidad de disparo en el interruptor automático Q2 en el lado de carga a la entrada Z5 de la unidad de disparo en el interruptor Q1 en el lado de la fuente. • Ponga en cortocircuito las entradas Z4 y Z3.

NOTA: Cuando ZSI no se usa en el lado de carga, ponga en cortocircuito las entradas Z3, Z4 y Z5. El incumplimiento de este principio inhibe el ajuste de los retardos de protección de tiempo corto y contra fallas a tierra.

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Distribución multifuente

Si varios interruptores automáticos están instalados en el lado de la fuente (como con la distribución multifuente), los mismos principios de multifuente son aplicables en este caso. Conecte un interruptor automático en el lado de la carga a todos los interruptores automáticos instalados directamente en el lado de la fuente:

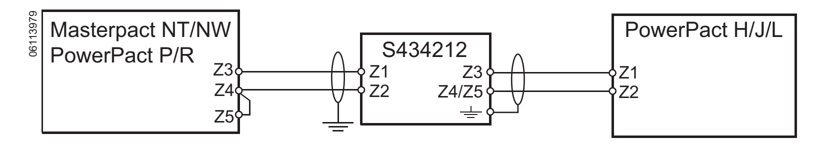
- Conecte todos los comunes (salidas Z1/entradas Z2) uno con otro.
- Conecte la salida Z2 simultáneamente a cualquiera o todas las entradas Z3, Z4 o Z5 en todas las unidades de disparo de los interruptores automáticos instalados en el lado de la fuente.

NOTA: La administración de esta configuración no necesita ningún relevador adicional para garantizar que el ZSI sea controlado de acuerdo con las fuentes en servicio.

Filtro RC

Al usar ZSI para conectar los interruptores automáticos PowerPact™ marco H, J o L con los interruptores de potencia Masterpact™ NT/NW o interruptores automáticos PowerPact P/R, agregue un módulo ZSI (número de pieza S434212) al circuito en el interruptor de potencia Masterpact NT/NW o interruptor automático PowerPact P/R.

Figura 16 – Módulo ZSI S434212



Prueba de ZSI

Pruebe la conexión y funcionamiento de ZSI empleando el probador UTA y el software LTU disponible de schneider-electric.com.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Sección 3—Función de medición

Mediciones en tiempo real

Valores Instantáneos

Unidades de disparo Micrologic™ A (ampérmetro) y E (energía):

- Miden la corriente instantánea para cada fase y la corriente de neutro (si está presente), en tiempo real como un valor de rcm
- Miden la corriente de falla a tierra (Micrologic 6), en tiempo real como un valor de rcm
- Calculan la corriente de fase promedio en tiempo real
- Determinan los valores máximo y mínimo para estas cantidades eléctricas

Unidades de disparo Micrologic E:

- Miden la tensión instantánea de fase a fase y de fase a neutro (si está presente), en tiempo real como un valor de rcm
- Calculan las cantidades eléctricas relacionadas con los valores de rcm de las corrientes y tensiones:
  - — Tensión promedio de fase a fase y de fase a neutro (si está presente)
  - — Desequilibrios de corriente
  - — Desequilibrios de tensión de fase a fase y de fase a neutro (si están presentes)
  - — Potencias (consulte “Medición de potencia (Micrologic E)” en la página 50)
  - — Indicadores de calidad: frecuencia, THD(I) y THD(V) (consulte “Mediciones e indicadores de calidad de energía (Micrologic E)” en la página 58 y “Mediciones del factor de potencia PF y Cos φ (Micrologic E)” en la página 60)
- Muestran los indicadores de operación: cuadrantes, rotación de fases y tipo de carga
- Determinan los valores máximo y mínimo para estas cantidades eléctricas
- Incrementan en tiempo real los tres medidores de energía (activa, reactiva aparente) empleando los valores de la potencia total en tiempo real (consulte la página 50)

El método de muestreo utiliza los valores de las corrientes y tensiones armónicas hasta el 15° orden. El período de muestreo es de 512 microsegundos.

Los valores de las cantidades eléctricas, ya sean medidos o calculados en tiempo real, se actualizan una vez por segundo.

Medición de la corriente de neutro

Las unidades de disparo Micrologic con la opción ENCT miden la corriente de neutro:

Miden la corriente de neutro agregando un transformador de corriente al neutro externo especial en el conductor de neutro (para obtener información acerca del transformador, consulte el catálogo de *Interruptores automáticos PowerPact™ marco H, J y L*).

Miden la corriente de neutro de la misma forma que las corrientes de fase.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Medición de las tensiones de fase a neutro

Las unidades de disparo Micrologic con la opción ENVT miden las tensiones de fase a neutro V_{1N}, V_{2N} y V_{3N}.

Para medir las tensiones de fase a neutro, es necesario:

- Conectar el cable proveniente de la opción ENVT al conductor neutro
- Indicar la opción ENVT (configurada empleando el software RSU)

Miden las tensiones de fase a neutro de la misma forma que las tensiones de fase a fase.

Cómo calcular la corriente promedio y la tensión promedio

Las unidades de disparo Micrologic calculan la:

- Corriente promedio I_{avg}, la media aritmética de las corrientes de tres fases:

$$I_{avg} = \frac{(I_1 + I_2 + I_3)}{3}$$

- Tensiones promedio:
  - — V_{avg} de fase a fase, la media aritmética de las tres tensiones de fase a fase:

$$V_{avg} = \frac{(V_{12} + V_{23} + V_{31})}{3}$$

  - — V_{avg} de fase a neutro, la media aritmética de las tres tensiones de fase a neutro (unidad de disparo Micrologic equipada con la opción ENVT):

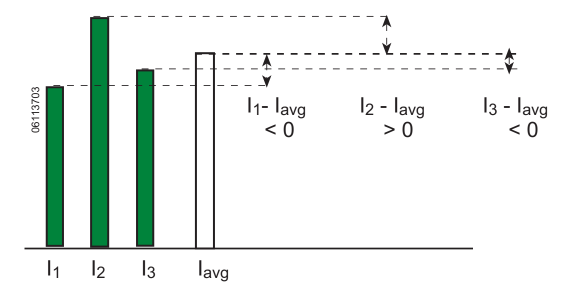
$$V_{avg} = \frac{(V_{1N} + V_{2N} + V_{3N})}{3}$$

Cómo medir los desequilibrios de corriente y tensión de las fases

Las unidades de disparo Micrologic calculan el desequilibrio de corriente de cada fase (tres valores). El desequilibrio de corriente es un porcentaje de la corriente promedio:

$$I_{avg} = \frac{(I_1 + I_2 + I_3)}{3}$$

$$I_k unbalance\ (\%) = \frac{I_k - I_{avg}}{I_{avg}} \times 100 \text{ donde k = 1, 2, 3}$$



Las unidades de disparo Micrologic calculan:

- El desequilibrio de fase a fase de tensión para cada fase (tres valores)
- El desequilibrio de fase a neutro (si está presente) de tensión para cada fase (tres valores)

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

El desequilibrio de tensión es un porcentaje del valor promedio de la cantidad eléctrica (V_{avg}):

$$V_{jk}\ unbalance\ (\%) = \frac{V_{jk} - V_{avg}}{V_{avg}} \times 100 \text{ donde jk = 12, 23, 31}$$

NOTA: Los valores de desequilibrio tienen signo (valores relativos como un porcentaje). Los valores de desequilibrio máximo/mínimo son valores absolutos como un porcentaje.

Valores mínimo/máximo

Las unidades de disparo Micrologic A y E determinan en tiempo real el valor máximo (max) y mínimo (min) alcanzado por las cantidades eléctricas designadas para el período actual.

La unidad de disparo Micrologic A (ampérmetro) determina en tiempo real:

- El valor máximo (max) y mínimo (min) de la corriente para cada fase alcanzada para el período actual.
- El valor máximo (MAXmax) de todas las corrientes de fase y el valor mínimo (MINmin) de todas las corrientes de fase.

La unidad de disparo Micrologic E (energía) determina en tiempo real el valor máximo (max) y mínimo (min) alcanzado por las cantidades eléctricas designadas para el período actual.

- Corriente: Corrientes de neutro y fase, corrientes promedio y desequilibrios de corriente
- Tensión: Tensiones de fase a fase y de fase a neutro, tensiones promedio y desequilibrios de tensión
- Potencia: Potencia total y potencia para cada fase (activa, reactiva, aparente y de distorsión)
- Distorsión armónica total: La distorsión armónica total (THD) para corriente y tensión
- Frecuencia
- El valor máximo (MAXmax) de todas las corrientes de fase y el valor mínimo (MINmin) de todas las corrientes de fase.

El período actual para un grupo comienza en el último restablecimiento de uno de los valores máximos en el grupo.

Reconfiguración de los valores mínimo/máximo

Reconfigure los valores mínimo y máximo para un grupo empleando la opción de comunicación o el módulo de visualización frontal (FDM121), consulte el boletín DOCA0088ES: Unidad de visualización *FDM121 para interruptores automáticos LV—Guía del usuario*.

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Reconfigure los valores mínimo y máximo en un grupo en la terminal de programación y ajustes empleando el menú (consulte “Reconfiguración de los valores de demanda pico” en la página 20) para los siguientes grupos:

- Corrientes
- Tensiones
- Potencias

Solamente los valores máximos son mostrados en la pantalla, pero ambos valores máximo y mínimo son reconfigurados.

Cómo calcular los valores de demanda (Micrologic E)

La unidad de disparo Micrologic E calcula:

- Los valores de demanda de las corrientes de neutro y fase
- Los valores de demanda de las potencias (activa, reactiva y aparente) totales

Cada valor de demanda máxima (pico) es almacenado en la memoria.

Los valores de demanda se actualizan según el tipo de ventana.

El valor de demanda de una cantidad puede llamarse:

- El valor medio/promedio
- La demanda
- El valor de demanda (sobre un intervalo)

Por ejemplo:

La demanda de corriente o valor de demanda de corriente

La demanda de potencia o valor de demanda de potencia.

NOTA: No confunda el valor de demanda con la media (que es un valor instantáneo).

Por ejemplo:

Corriente media (o corriente promedio) $I_{avg} = (I_1 + I_2 + I_3)/3$.

Modelos de valor de demanda

El valor de demanda de una cantidad sobre un intervalo definido (ventana de medición) se calcula según dos modelos diferentes:

- Valor aritmético de demanda para las potencias
- Valor cuadrático de demanda (imagen térmica) para las corrientes

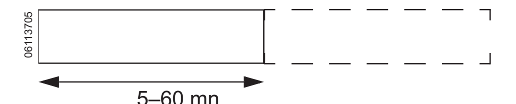
Ventana de medición

El intervalo de tiempo T específico es seleccionado según tres tipos de ventana de medición:

- Ventana fija
- Ventana deslizante
- Ventana sincronizada

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Ventana de medición fija



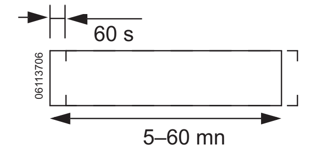
La duración de la ventana de medición fija puede ajustarse entre 5 y 60 minutos en incrementos de 1 minuto.

Por omisión, la duración de la ventana de medición fija es de 15 minutos.

Al fin de cada ventana de medición fija:

- El valor de demanda sobre la ventana de medición es calculado y actualizado.
- El cálculo de un nuevo valor de demanda se inicializa en una nueva ventana de medición.

Ventana de medición deslizante



Ajustar la duración de la ventana de medición deslizante entre 5 y 60 minutos en incrementos de 1 minuto.

Por omisión, la duración de la ventana de medición deslizante es de 15 minutos.

Al fin de cada ventana de medición deslizante y luego una vez por minuto:

- El valor de demanda sobre la ventana de medición es calculado y actualizado.
- El cálculo de un nuevo valor de demanda se inicializa en una nueva ventana de mediciones:
  - — Al eliminar la contribución del primer minuto de la ventana de medición anterior
  - — Al agregar la contribución del minuto de corriente

Ventana de medición sincronizada

La sincronización se realiza a tavés de la red de comunicación.

Cuando el impulso de sincronización es recibido:

- El valor de demanda sobre la ventana de medición sincronizada es recalculado.
- Un nuevo valor de demanda es calculado.

NOTA: El intervalo entre dos impulsos de sincronización debe ser menos de 60 minutos.

Valor cuadrático de demanda (imagen térmica)

El modelo del valor cuadrático de demanda representa la elevación de la temperatura del conductor (imagen térmica).

La elevación de la temperatura por la corriente I(t) sobre el intervalo de tiempo T es idéntica a la elevación de la temperatura creada por la corriente constante Ith sobre el mismo intervalo. Ith representa el efecto térmico de la corriente I(t) sobre el intervalo T. Si el período T es infinito, la corriente I(th) representa la imagen térmica de la corriente.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

El valor de demanda según el modelo térmico es calculado en una ventana de mediciones deslizante.

NOTA: El valor de demanda térmica es similar a un valor de rcm.

Valor aritmético de demanda

El modelo del valor aritmético de demanda representa el consumo de electricidad y el costo relacionado.

El valor de demanda según el modelo aritmético puede ser calculado en cualquier tipo de ventana de medición.

Valor de demanda pico

La unidad de disparo Micrologic E indica el valor máximo (pico) alcanzado sobre el período definido para:

- Los valores de demanda de las corrientes de neutro y fase
- Los valores de demanda de las potencias (activa, reactiva y aparente) totales

Los valores de demanda son organizados en dos grupos (consulte “Mediciones en tiempo real” en la página 45):

- Valores de demanda de corriente
- Valores de demanda de potencia

Reconfiguración de los valores de demanda pico

Reconfigure los valores pico en un grupo empleando la opción de comunicación o el módulo de visualización frontal FDM121 (consulte el boletín DOCA0088ES: *Unidad de visualización FDM121 para interruptores automáticos LV—Guía del usuario*).

Medición de potencia (Micrologic E)

La unidad de disparo Micrologic E calcula las cantidades eléctricas necesarias para el control de potencia:

- Los valores instantáneos de las:
  - — potencias activas (total P_{tot} y por fase) en kW
  - — potencias reactivas (total Q_{tot} y por fase) en kvar
  - — potencias aparentes (total S_{tot} y por fase) en kVA
  - — potencias reactivas fundamentales (total $Qfund_{tot}$ y por fase) en kvar
  - — potencias de distorsión (total D_{tot} y por fase) en kvar
- Los valores máximo y mínimo para cada una de estas potencias
- Los valores de demanda y valores pico para las potencias totales P_{tot}, Q_{tot} y S_{tot}
- Los indicadores cos φ y del factor de potencia (PF)
- El cuadrante en operación y tipo de carga (capacitiva o inductiva)

Todas estas cantidades eléctricas son calculadas en tiempo real y sus valores actualizados una vez por segundo.

Principio de medición de potencia

La unidad de disparo Micrologic E calcula los valores de potencia de los valores de rcm de las corrientes y tensiones.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

El principio de cálculo se basa en:

- Definición de las potencias
- Algoritmos
- Definición del signo de potencia (interruptor automático alimentado por la parte superior o por abajo)

El algoritmo de cálculo, basado en la definición de las potencias, se explica en “Algoritmo para el cálculo de potencia” en la página 53.

Los cálculos utilizan armónicos de hasta el 15° orden.

ESPAÑOL

Cálculo en base al conductor de neutro

El algoritmo de cálculo depende de la presencia o falta de medición de tensión en el conductor de neutro.

Interruptor automático con ENVT: Método con 3 watthorímetros	**Interruptor automático sin ENVT: Método con 2 watthorímetros**
Usar en: • Interruptor automático, neutro distribuido (opción ENVT)	
Cuando hay una medición de tensión en el neutro (interruptor automático con opción ENVT), la unidad de disparo Micrologic E mide la potencia empleando tres cargas de una fase en el lado de la carga.	Cuando no hay una medición de tensión en el neutro, la unidad de disparo Micrologic E mide la potencia: • Empleando la corriente proveniente de dos fases (I_1 e I_3) y las tensiones compuestas de cada una de estas dos fases en relación con la tercera (V_{12} y V_{32}) • Supongamos (por definición) que la corriente en el conductor de neutro es cero: $\vec{i_1} + \vec{i_2} + \vec{i_3} = 0$
Para calcular la potencia P_{tot}: $P_{tot} = V_{1N} I_N \cos(\overrightarrow{V_{1N}}, \vec{I_1}) + V_{2N} I_2 \cos(\overrightarrow{V_{2N}}, \vec{I_2}) + V_{3N} I_3 \cos(\overrightarrow{V_{3N}}, \vec{I_3})$	Para calcular la potencia $P_{tot} = PW_1 + PW_2$: $P_{tot} = V_{12} I_1 \cos(\overrightarrow{V_{12}}, \vec{I_1}) + V_{32} I_3 \cos(\overrightarrow{V_{32}}, \vec{I_3})$

Tabla 23 – Opciones de medición

Método	Neutro no distribuido	Neutro distribuido Sin opción ENVT	Neutro distribuido Con opción ENVT
2 watthorímetros	X	X[1]	—
3 watthorímetros	—	—	X

[1] La medición es incorrecta una vez que hay corriente circulando en el neutro.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

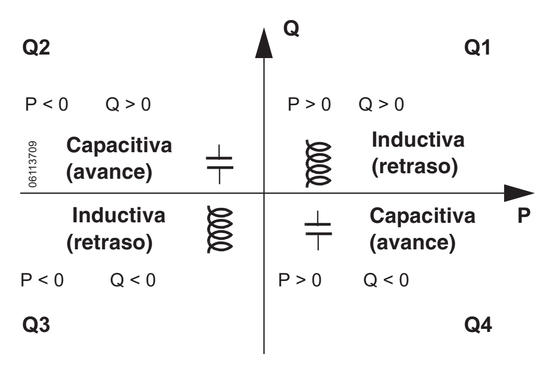
Neutro distribuido

Indique la opción ENVT empleando el software RSU (consulte “Configuración de la opción ENVT” en la página 84) y conecte el ENVT al conductor de neutro.

NOTA: La indicación de la opción ENCT solamente no resulta en un cálculo correcto de las potencias. Es importante conectar el cable proveniente de la opción ENVT al conductor neutro.

Signo de potencia y cuadrante de operación

Figura 17 – Cuadrantes de operación (Q1, Q2, Q3 y Q4)



Por definición, las potencias activas tienen:

- signo + cuando son usadas por el ususario, esto es, cuando el dispositivo actúa como receptor
- signo - cuando son provistas por el ususario, esto es, cuando el dispositivo actúa como generador

Por definición, las potencias reactivas tienen:

- el mismo signo que las potencias y energías activas cuando la corriente está retrasada con respecto a la tensión, esto es, cuando el dispositivo es inductivo (de retraso)
- el signo opuesto a las potencias y energías activas cuando la corriente está adelante con respecto a la tensión, esto es, cuando el dispositivo es capacitivo (de avance)

NOTA: Los valores de potencia:

— tienen signo en la comunicación (por ejemplo, al leer el módulo FDM)
— no tienen signo al leer la pantalla de cristal líquido de la unidad Micrologic

Fuente de alimentación

Suministre alimentación por la parte superior (estándar, posición por omisión) o la parte inferior a los interruptores automáticos marcos H, J y L: el signo de la potencia que pasa por el interruptor automático depende del tipo de conexión.

NOTA: Por omisión, la unidad de disparo Micrologic E asigna un signo positivo a las potencias que pasan por el interruptor automático alimentado por la parte superior con cargas conectadas por abajo.

Los interruptores automáticos alimentados por la parte inferior tienen potencias con signo negativo.

Modifique el signo de la potencia usando el software RSU (consulte “Configuración de potencias” en la página 84).

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Algoritmo para el cálculo de potencia

Los algoritmos se proporcionan para ambos métodos de cálculo con dos y tres watthorímetros. Las definiciones y cálculos de potencia son proporcionados para una red con armónicos.

La unidad de disparo Micrologic E muestra todas las cantidades calculadas (en la pantalla o a través de la red de comunicación) En el método de cálculo con dos watthorímetros, no es posible suministrar mediciones de potencia para cada fase.

Tabla 24 – Algoritmos de potencia

Cálculo	Interruptor automático con opción ENVT	Interruptor automático sin opción ENVT
Datos de entrada: Tensiones y corrientes para cada fase (para obtener más información sobre cómo calcular armónicos, consulte Corrientes armónicas en la página 87).	$V_{ij}(t) = \sum_{n=1}^{15} V_{ijn}\sqrt{2}\sin(N\omega t)$ y $V_{ij}(t) = \sqrt{\sum_{n=1}^{15} V_{ijn}^{2}}$ $V_{iN}(t) = \sum_{n=1}^{15} V_{iNn}\sqrt{2}\sin(N\omega t)$ y $V_{i}(t) = \sqrt{\sum_{n=1}^{15} V_{in}^{2}}$ $I_{i}(t) = \sum_{n=1}^{15} I_{in}\sqrt{2}\sin(N\omega t - \varphi_{n})$ y $I_{i}(t) = \sqrt{\sum_{n=1}^{15} I_{in}^{2}}$ Donde i, j - 1, 2, 3 (fase)	—
Potencias activas	$P1 = \frac{1}{T}\int_{T} v_{i}(t)i_{i}(t)dt = \sum_{n=1}^{15} V_{in}I_{in}\cos(v_{in}, i_{in})$ Donde i, j - 1, 2, 3 (fase)	— (Solamente la potencia activa total puede ser calculada)
	$Ptot = P_{1} + P_{2} + P_{3}$	$P_{tot} = P_{W1} + P_{W2}$ Pw1 y Pw2 son las potencias ficticias calculadas por el método con 2 watthorímetros.
Potencias aparentes para cada fase	$S_{i} = (V_{i} \cdot I_{i})$ Donde i, j - 1, 2, 3 (fase)	—
Potencias reactivas con armónicos para cada fase	La potencia reactiva con armónicos no es físicamente significativa. $Q_{i} = \sqrt{S_{i}^{2} - P_{i}^{2}}$ Donde i, j - 1, 2, 3 (fase)	—
Potencias reactivas La potencia reactiva del fundamental corresponde a la potencia reactiva física.	$Qfund_{i} = V_{ij}I_{ij}\sin\varphi_{i}$ Donde i, j - 1, 2, 3 (fase)	Solamente la potencia reactiva total puede ser calculada.
	$Qfund_{tot} = Qfund_{tot1} + Qfund_{tot2} + Qfund_{tot3}$	$Qfund_{tot} = Qfund_{w1} + Qfund_{w2}$ Qfundw1 y Qfundw2 son las potencias ficticias calculadas por el método con 2 watthorímetros.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 24 – Algoritmos de potencia *(continuación)*

Potencia de distorsión (la diferencia cuadrática entre la potencia reactiva con armónicos y la potencia reactiva fundamental).	$D_1 = \sqrt{Q_i^2 - Qfund_i^2}$ Donde i, j - 1, 2, 3 (fase)	Solamente la potencia de distorsión total puede ser calculada.
	$D_{tot} = D_1 + D_2 + D_3$	$D_{tot} = D_{w1} + D_{w2}$ D_{w1} y D_{w2} son las potencias ficticias calculadas por el método con 2 watthorímetros.
Potencia reactiva total (con armónicos) La potencia reactiva total (con armónicos) no es físicamente significativa.	$Q_{tot} = \sqrt{Qfund_{tot}^2 + D_{tot}^2}$	$Q_{tot} = \sqrt{Qfund_{tot}^2 + D_{tot}^2}$
Potencia aparente total	$S_{tot} = \sqrt{P_{tot}^2 + Q_{tot}^2}$	$S_{tot} = \sqrt{P_{tot}^2 + Q_{tot}^2}$

ESPAÑOL

Medición de energía (Micrologic E)

La unidad de disparo Micrologic E calcula los diferentes tipos de energía empleando medidores y proporciona los valores de:

- La energía activa E_p, la energía activa E_pOut suministrada y la energía activa E_pIn consumida
- La energía reactiva E_q, la energía reactiva E_qOut suministrada y la energía reactiva E_qIn consumida
- La energía aparente E_s

Los valores de energía se muestran como un consumo por hora. Los valores se actualizan una vez por segundo. Los valores se almacenan en la memoria no volátil una vez por hora.

NOTA: Cuando la corriente que pasa por el interruptor automático es baja (15 a 50 A, depende del valor nominal), la unidad de disparo Micrologic E debe ser alimentada con una fuente de alimentación externa de 24 Vcd para calcular la energía. Consulte “Alimentación de control” en la página 9.

Principio de cálculo de energía

Por definición

- Energía es la integración de la potencia instantánea sobre un período T:

  $E = \int_T G\delta t$ donde G = P, Q o S

- El valor de la potencia activa instantánea P y la potencia reactiva Q puede ser positivo (potencia consumida) o negativo (potencia suministrada) según el cuadrante de operación (consulte “” en la página 52).
- El valor de la potencia aparente S siempre se cuenta de manera positiva.

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Medidores de energía parcial

Para cada tipo de energía, activa o reactiva, un medidor de energía consumida parcial y un medidor de energía suministrada parcial calcula la energía acumulada incrementándola una vez por segundo:

- La contribución de la potencia instantánea consumida para el medidor de energía consumida

$$E(t)In\ (\text{consumida}) = \left(\sum_{t-1} Gin(u) + Gin\right) / 3600$$

donde Gin= P_{tot} o Q_{tot} consumida

- La contribución como un valor absoluto de la potencia suministrada para el medidor de energía suministrada (la potencia suministrada siempre se cuenta de manera negativa)

$$E(t)(Out)\ (\text{suministrada}) = \left(\left|\sum_{t-1} Gout(u) + Gout\right|\right) / 3600$$

donde Gin= P_{tot} o Q_{tot} consumida

El cálculo se inicializa por la última acción de restablecimiento (consulte “Cómo restablecer los medidores de energía” en la página 55).

Medidores de energía

Desde los medidores de energía parcial y para cada tipo de energía, activa o reactiva, un medidor de energía proporciona cualquiera de las siguientes mediciones una vez por segundo:

- La energía absoluta, agregando las energías consumida y suministrada juntas. El modo de acumulación de energía es absoluto

  E(t)absolute = E(t)In + E(t)Out

- La energía con signo, diferenciando entre las energías consumida y suministrada. El modo de acumulación de energía tiene signo

  E(t)signed = E(t)In – E(t)Out

La energía aparente E_s siempre se cuenta de manera positiva.

Cómo seleccionar el cálculo de energía

La información buscada determina la selección del cálculo:

- El valor absoluto de la energía que ha cruzado los polos de un interruptor automático o los cables de un elemento del equipo eléctrico es relevante para fines del mantenimiento de una instalación.
- Los valores con signo de la energía suministrada y la energía consumida son necesarios para calcular el costo económico de un elemento del equipo.

Por omisión, el modo de acumulación de energía absoluto viene configurado.

El ajuste puede ser modificado usando el software RSU (consulte “Configuración del modo de acumulación de energía” en la página 85).

Cómo restablecer los medidores de energía

Los medidores de energía se arreglan en el grupo que genera energía (consulte “Mediciones en tiempo real” en la página 45). Restablezca los medidores de energía empleando la opción de comunicación o en el módulo FDM121 (consulte

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

el boletín DOCA0088ES: *Unidad de visualización FDM121 para interruptores automáticos LV—Guía del usuario*).

Se encuentran disponibles dos medidores de acumulación de energía activa adicionales (E_pIn y E_pOut) que no pueden ser restablecidos.

Corrientes armónicas

Origen y efectos de armónicos

Muchas cargas no lineales presentes en una red eléctrica crean un alto nivel de corrientes armónicas en las redes eléctricas.

Estas corrientes armónicas:

- Distorsionan las ondas de corriente y tensión
- Degradan la calidad de la energía distribuida

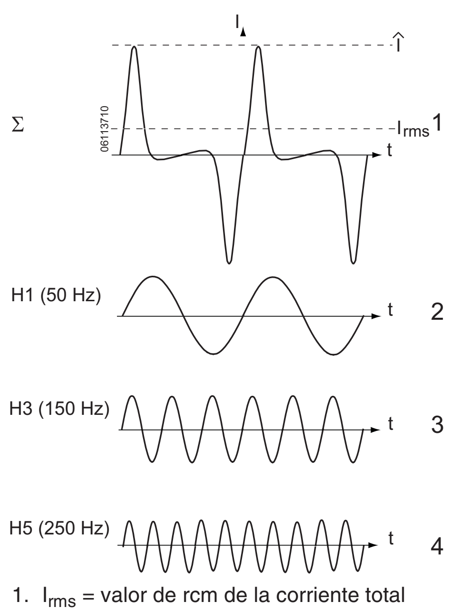
Estas distorsiones, si son significativas, pueden resultar en:

- Malfuncionamientos o funcionamiento degradado en los dispositivos energizados
- Elevaciones de temperatura indeseables en los dispositivos y conductores
- Consumo excesivo de potencia

Estos problemas varios aumentan los costos de la instalación del sistema y de operación. Es, por consiguiente, necesario controlar cuidadosamente la calidad de energía.

Definición de un armónico

Figura 18 – Onda de corriente distorsionada por un componente armónico



1. I_{rms} = valor de rcm de la corriente total
2. I1 = curva fundamental
3. I3 = corriente armónica de tercer orden
4. I5 = corriente armónica de quinto orden

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Una señal períodica es la suma de:

- La señal sinusoidal original en la frecuencia fundamental (por ejemplo, 50 Hz o 60 Hz)
- Señales sinusoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia fundamental llamada harmónicos
- Cualquier componente de cd

Esta señal períodica es separada en una suma de términos:

$$y(t) = y_0 + \sum_{1}^{\infty} y_n(\sqrt{2} x \sin(n\omega t - \varphi_n))$$

donde:

- Y_0 = Valor del componente de cd
- y_n = Valor rcm de h
- ω = Impulso de la frecuencia fundamental
- φ_n = Desplazamiento de fase del componente armónico

NOTA: El componente de cd es, por lo general, muy lento (aun en el lado de la fuente de los puentes rectificadores) y puede ser considerado como cero.

NOTA: El primer armónico se conoce como el fundamental (señal original).

Tensiones y corrientes de rcm

Las unidades de disparo Micrologic E muestran los valores de rcm de las corrientes y tensiones (“Mediciones en tiempo real” en la página 45).

- La corriente rcm total Irms es la raíz cuadrada de la suma del cuadrado de las corrientes rcm de cada armónico:

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{1}^{\infty} I_{nrms}^2} = \sqrt{I_{1rms}^2 + I_{2rms}^2 + \ldots + I_{nrms}^2 + \ldots}$$

- La tensión rcm total Vrms es la raíz cuadrada de la suma del cuadrado de las tensiones rcm de cada armónico:

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{1}^{\infty} V_{nrms}^2} = \sqrt{V_{1rms}^2 + V_{2rms}^2 + \ldots + V_{nrms}^2 + \ldots}$$

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Niveles aceptables de armónicos

ESPAÑOL

Varias normas y regulaciones reglamentarias determinan los niveles aceptables de armónicos:

- Norma de compatibilidad electromagnética adaptada a las redes públicas de baja tensión: IEC 61000-2-2
- Normas de compatibilidad electromagnética:
  - — Para cargas menores que 16 A: IEC 61000-3-2
  - — Para cargas mayores que 16 A: IEC 61000-3-4
- Recomendaciones de compañías de distribución de energía aplicables a las instalaciones

Los resultados de estudios internacionales han identificado valores típicos de armónicos que no deberán ser excedidos.

Tabla 25 – Valores típicos de armónicos para tensión como un porcentaje del fundamental

Armónicos impar que no son múltiplos de 3		Armónicos impar que son múltiplos de 3		Armónicos par	
Orden (n)	**Valor como % de V_1**	**Orden (n)**	**Valor como % de V_1**	**Orden (n)**	**Valor como % de V_1**
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1.5%	4	1%
11	3.5%	15	0.3%	6	0.5%
13	3%	>15	0.2%	8	0.5%
17	2%	—	—	10	0.5%
>19	1.5%	—	—	>10	0.2%

NOTA: Armónicos de mayor grado (n > 15) tienen valores bajos de rcm y, por lo tanto, pueden ser ignorados.

Mediciones e indicadores de calidad de energía (Micrologic E)

La unidad de disparo Micrologic E proporciona, empleando la red de comunicación, las mediciones e indicadores de calidad necesarios para el control de energía:

- Medición de la potencia reactiva
- Factor de potencia PF
- Cos φ
- Distorsión armónica total (THD)
- Medición de la potencia de distorsión

Para obtener más información, consulte “Medición de potencia (Micrologic E)” en la página 50 y “Medición de energía (Micrologic E)” en la página 54.

Los indicadores de calidad de energía consideran:

- Control de energía reactiva (medición de cos φ) para optimizar el tamaño del equipo o evitar tarifas máximas
- Control de armónicos para evitar la degradación y malfuncionamiento durante la operación

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Emplee estas mediciones e indicadores para implementar las acciones correctivas para mantener la calidad de la energía.

THD de corriente

La THD de corriente es un porcentaje del valor de rcm de las corrientes armónicas mayores que 1 en relación con el valor de rcm de la corriente fundamental (orden 1). La unidad de disparo Micrologic E calcula la distorsión armónica total (THD) de la corriente hasta el 15° armónico.

$$THD(I) = \frac{\sqrt{\sum_{2}^{15} {I_{nrms}}^2}}{I_{rms}} = \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_{rms}}\right)^2 - 1}$$

La THD de corriente puede ser mayor que el 100%.

Utilice la distorsión armónica total THD(I) para evaluar la deformación de la onda de corriente con un solo número (consulte la tabla 26).

Tabla 26 – Valores límite de THD

Valor THD(I)	Comentarios
THD(I) < 10%	Corrientes armónicas bajas: Poco riesgo de malfuncionamientos.
10% < THD(I) < 50%	Corrientes armónicas significativas: Riesgo de elevación de temperatura, necesidad de aumentar los suministro.
50% < THD(I)	Corrientes armónicas altas: Los riesgos de malfuncionamiento, degradación y elevación de temperatura peligrosa son casi seguros a no ser que la instalación sea calculada y ajustada a medida con esta restricción presente.

La deformación de la onda de corriente creada por un dispositivo no lineal con una THD(I) alta puede causar deformación de la onda de tensión, dependiendo del nivel de distorsión y la impedancia de la fuente. Esta deformación de la onda de tensión a afecta todos los dispositivos energizados. Los dispositivos sensibles en el sistema pueden, por lo tanto, ser afectados. Un dispositivo con una THD(I) alta puede no ser afectado por sí mismo pero podría causar el malfuncionamiento de otros dispositivos más sensibles en el sistema.

NOTA: La medición de THD(I) es una manera eficaz de determinar problemas potenciales de los dispositivos en las redes eléctricas.

THD de tensión

La THD de tensión es un porcentaje del valor de rcm de las tensiones armónicas mayores que 1 en relación con el valor de rcm de la tensión fundamental (orden 1). La unidad de disparo Micrologic E calcula la distorsión armónica total THD de la tensión hasta el 15° armónico.

$$THD(V) = \frac{\sqrt{\sum_{2}^{15} {V_{nrms}}^2}}{V_{1rms}}$$

Este factor puede en teoría ser mayor que el 100% pero en la práctica casi nunca es mayor que el 15%.

Utilice la distorsión armónica total THD(V) para evaluar la deformación de la onda de tensión con un solo número. Los valores límite en la Table 27 son comúnmente evaluados por las compañías de distribución de energía.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 27 – Valores límite de THD

Valor THD(V)	Comentarios
THD(V) < 5%	Deformación insignificativa de la onda de tensión. Poco riesgo de malfuncionamientos.
5% < THD(V) < 8%	Deformación significativa de la onda de tensión. Riesgo de elevación de temperatura y malfuncionamientos.
8% < THD(V)	Deformación significativa de la onda de tensión. Existe un alto riesgo de malfuncionamiento a no ser que la instalación sea calculada y ajustada a medida en base a esta deformación.

La deformación de la onda de tensión afecta todos los dispositivos alimentados por la fuente.

NOTA: Emplee la indicación de THD(V) para evaluar los riesgos de perturbancias en los dispositivos sensibles energizados.

ESPAÑOL

Potencia de distorsión D

Cuando la distorsión armónica está presente, el cálculo de la potencia aparente total involucra tres términos:

$$S_{tot}^{2} = P_{tot}^{2} + Q_{tot}^{2} + D_{tot}^{2}$$

La potencia de distorsión D califica la pérdida de energía debido a la presencia de distorsión armónica.

Mediciones del factor de potencia PF y Cos φ (Micrologic E)

Factor de potencia PF

La unidad de disparo Micrologic E calcula el factor de potencia PF de la potencia activa total P_{tot} y la potencia aparente total S_{tot}:

$$PF = \frac{P_{tot}}{S_{tot}}$$

Este indicador califica:

- El tamaño excesivo necesario para la fuente de alimentación de la instalación cuando las corrientes armónicas están presentes
- La presencia de corrientes armónicas comparadas con el valor del cos φ

Cos φ

La unidad de disparo Micrologic E calcula el cos φ de la potencia activa total $Pfund_{tot}$ y la potencia aparente total $Sfund_{tot}$ del fundamental
(orden 1):

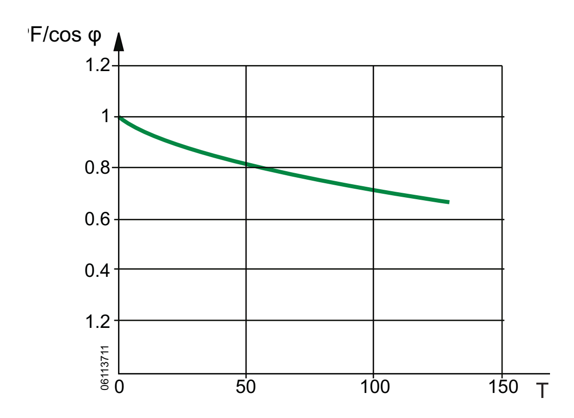
$$\cos\varphi = \frac{Pfund_{tot}}{Sfund_{tot}}$$

Este indicador califica el uso de la energía suministrada.

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Factor de potencia PF y Cos φ Cuando Corrientes armónicas están presentes

Figura 19 – PF/Cos φ como una función de THD(I)



Si la tensión de alimentación no está demasiado distorsionada, el factor de potencia PF es una función del cos φ y la THD(I):

$$PF = \frac{\cos\varphi}{\sqrt{1 + THD(I)^2}}$$

Al comparar los dos valores, es posible estimar el nivel de la deformación armónica en el suministro.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Signo para el factor de potencia PF y Cos φ

Dos convenciones de signo pueden ser aplicadas para estos indicadores:

- Convención de IEC: El signo de estos indicadores cumple estrictamente con los cálculo de signo de las potencias (por ejemplo, P_{tot}, S_{tot}, $Pfund_{tot}$ y $Sfund_{tot}$)
- Convención de IEEE: Los indicadores son calculados de acuerdo con la convención de IEC pero multiplicados por el inverso del signo para la potencia reactiva (Q).

$$PF = \frac{P_{tot}}{S_{tot}} \mathrm{x}((-sign)(Q))$$

y

$$\cos\varphi = \frac{Pfund_{tot}}{Sfund_{tot}} \mathrm{x}((-sign)(Q))$$

NOTA: Para un dispositivo, una parte de una instalación que es sólo un receptor (o generador), la ventaja de la convención de IEEE es que agrega el tipo de componente reactivo a los indicadores de PF y cos φ.

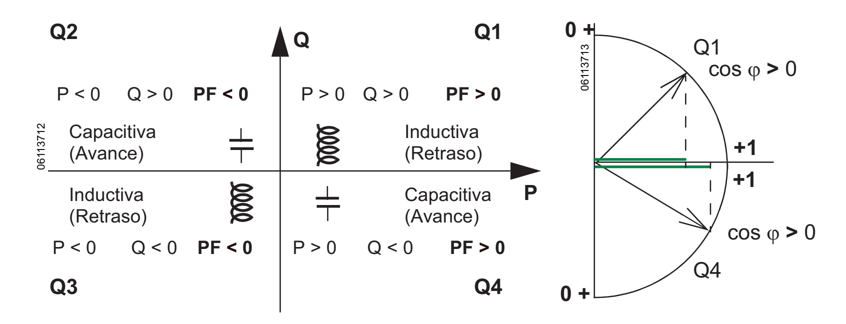
- Avance: Signo positivo para los indicadores PF y Cosφ
- Retraso: Signo negativo para los indicadores PF y Cosφ

Figura 20 – Signo para el factor de potencia PF y Cos φ por cuadrante

Convención de IEC

Operación en todos los cuadrantes (Q1, Q2, Q3 y Q4)

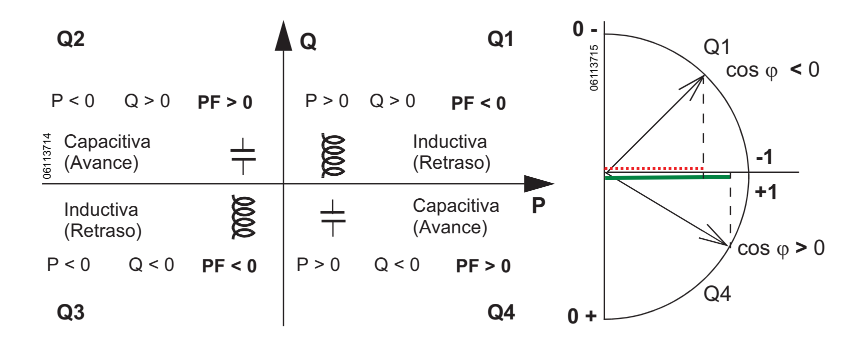
Valores de cos φ en la operación del receptor (Q1, Q4)



Convención de IEEE:

Operación en todos los cuadrantes (Q1, Q2, Q3 y Q4)

Valores de cos φ en la operación del receptor (Q1, Q4)



© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Control del factor de potencia PF y Cos φ Valores mínimo y máximo

El control de los indicadores PF y Cosφ consiste en:

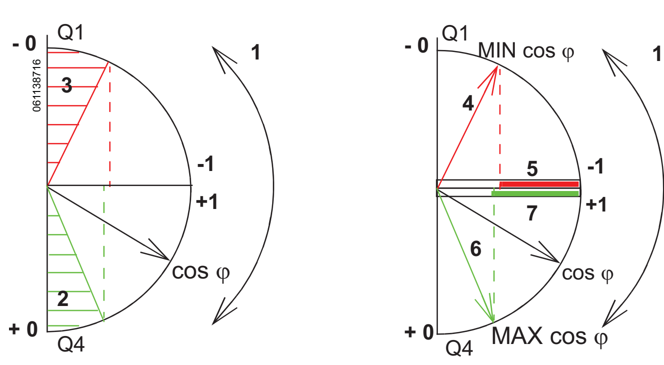
- Definir situaciones críticas
- Implementar la supervisión de los indicadores de acuerdo con la definición de situaciones críticas

Las situaciones son consideradas críticas cuando los indicadores tienen un valor alrededor de 0. Los valores mínimo y máximo de los indicadores son definidos para estas situaciones.

La figura 21 ilustra las variaciones del indicador cos φ (con la definición del min/ max del cos φ) y su valor de acuerdo con la convención de IEEE para una aplicación de receptor:

NOTA: Los valores mínimo y máximo de los indicadores PF y cos φ no son físicamente significativos: estos son marcadores que determinan la zona ideal de funcionamiento para la carga.

Figura 21 – Cos φ Indicador



1. Las flechas que indican la gama de variación de cos φ para la carga en funcionamiento
2. Zona crítica + 0 para los dispositivos altamente capacitivos (sombreada en verde)
3. Zona crítica - 0 para los dispositivos altamente inductivos (sombreada en rojo)
4. Posición mínima de la carga cos φ (retraso): flecha roja
5. Gama de variación del valor de la carga cos φ (retraso): rojo
6. Posición máxima de la carga cos φ (avance): flecha verde
7. Gama de variación del valor de la carga cos φ (avance): verde

PF_{max} (o cos $φ_{max}$) se obtiene para el valor positivo más pequeño del indicador PF (o cos φ).

PF_{min} (o cos $φ_{min}$) se obtiene para el valor negativo más grande del indicador PF (o cos φ).

Supervisión de los indicadores Cos φ y del factor de potencia PF

Según la convención de IEEE, situaciones críticas en el modo de receptor en una carga capacitiva o inductiva son detectadas y discriminadas (dos valores).

La tabla 28 indica la dirección en la que los indicadores varían y su valor en modo de receptor.

- El indicador de calidad max y min indica ambas situaciones críticas.
- Según la convención de IEC, situaciones críticas en el modo de receptor de una carga capacitiva o inductiva son detectadas pero no discriminadas (un valor).

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 28 – Dirección del indicador y valor en el modo de receptor

	Convención de IEEE:		Convención de IEC	
Cuadrante de operación	Q1	Q4	Q1	Q4
Dirección en la que el cos φ (o PF) varía sobre la gama de operación	mín máx	mín máx	mín máx	mín máx
Valor del cos φ (o PF) sobre la gama de operación	-0...-0.3...-0.8...-1	+1...+0.8...+0.4...+0	+0...+0.3...+0.8...+1	+1...+0.8...+0.4...+0

ESPAÑOL

Cómo seleccionar la convención de signo para el factor de potencia PF y Cos φ

Determine la convención de signo para los indicadores de cos φ y PF empleando el software RSU (consulte “Configuración de las mediciones” en la página 84).

La convención IEEE se aplica por omisión.

NOTA: La selección de la convención de signo también determina la selección de alarma. Por ejemplo, la supervisión de un indicador de alarma que usa convención de IEC es incorrecta si la convención de IEEE ha sido configurada.

Mediciones

Las unidades de disparo Micrologic proporcionan mediciones:

- Empleando la red de comunicación
- En el módulo de visualización frontal (FDM) en el menú Services/Metering (consulte el boletín DOCA0088ES: *Unidad de visualización FDM121 para interruptores automáticos LV—Guía del usuario*).

Algunas mediciones pueden accederse en la pantalla de visualización de la unidad de disparo Micrologic (consulte “Pantallas de medición” en la página 15).

Las tablas en este capítulo indican las mediciones disponibles y especifican la siguiente información para cada medición:

- Unidad
- Gama de medición
- Precisión
- Gama de precisión

Precisión

Las unidades de disparo cumplen con los requisitos de la norma UL 489.

La precisión de cada medición es definida:

- Para una unidad de disparo Micrologic energizada bajo condiciones normales
- En una temperatura de 23°C +/- 2°C (73°F +/- 3°F)

Para obtener una medida tomada a una temperatura diferente, en la gama de temperatura de -25°C a +70°C (-13°F a 158°F), el coeficiente de reducción nominal para la precisión de la temperatura es de 0,05% por grado.

La gama de precisión es la parte de la gama de medición para la cual la precisión definida es obtenida; la definición de esta gama puede ser relacionada con las características de carga del interruptor automático.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Mediciones en tiempo real

Tabla 29 – Mediciones en tiempo real de la unidad de disparo Micrologic A

Artículo	Medición	Unidad	Gama de medición	Precisión	Gama de precisión
Medición de corriente (I_N con opción ENCT solamente)	• Mediciones de corriente para las fases I_1, I_2, I_3 y neutro I_N • Valores máximos de la corriente de las fases $I_{1\ max}$, $I_{2\ max}$, $I_{3\ max}$ y de neutro $I_{N\ max}$ • Valor máximo (MAXmax) de todas las corrientes de fase • Valores mínimos de corriente de las fases $I_{1\ min}$, $I_{2\ min}$, I_3 min y de neutro $I_{N\ min}$ • Valor mínimo (MINmin) de todas las corrientes de fase • Mediciones de la corriente promedio I_{avg} • Valor máximo de la corriente promedio $I_{avg\ max}$ • Valor mínimo de la corriente promedio $I_{avg\ min}$	A	0–20 I_n	+/- 1%	0.2–1.2 I_n
	Micrologic 6 • Medición de la corriente de falla a tierra • Valor máximo/mínimo de la corriente de falla a tierra	% I_g	0–600%	—	—

Tabla 30 – Mediciones en tiempo real de la unidad de disparo Micrologic E

Artículo	Medición	Unidad	Gama de medición	Precisión	Gama de precisión
Medición de corriente (I_N con opción ENCT solamente)	• Mediciones de corriente para las fases I_1, I_2, I_3 y neutro I_N • Valores máximos de la corriente de las fases $I_{1\ max}$, $I_{2\ max}$, $I_{3\ max}$ y de neutro $I_{N\ max}$ • Valor máximo (MAXmax) de todas las corrientes de fase • Valores mínimos de la corriente de las fases $I_{1\ min}$, $I_{2\ min}$, $I_{3\ min}$ y de neutro $I_{N\ min}$ • Valor mínimo (MINmin) de todas las corrientes de fase • Mediciones de la corriente promedio I_{avg} • Valor máximo de la corriente promedio $I_{avg\ max}$ • Valor mínimo de la corriente promedio $I_{avg\ min}$	A	0–20 I_n	+/- 1%	0.2–1.2 I_n
	Micrologic 6 • Medición de la corriente de falla a tierra • Valor máximo/mínimo de la corriente de falla a tierra	% I_g	0–600%	—	—
Medición del desequilibrio de corriente La gama de precisión es para la gama de corriente: 0,2 –1,2 I_n.	• Mediciones del desequilibrio de corriente para las fases I_{1unbal}, I_{2unbal}, I_{3unbal} • Valores máximos de los desequilibrios de corriente para las fases $I_{1unbal\ max}$, $I_{2unbal\ max}$, $I_{3unbal\ max}$ • Valor máximo (MAXmax) de todos los desequilibrios de fase **NOTA:** • Los valores de desequilibrio tienen signo (valores relativos). • Los valores máximos (max) de desequilibrio no tienen signo (valores absolutos).	% I_{avg}	-100–100%	+/- 2%	-100–100%
Medición de tensión (V_{1N}, V_{2N}, V_{3N} con la opción ENVT solamente)	• Mediciones de tensión de fase a fase V_{12}, V_{23}, V_{31} y de fase a neutro V_{1N}, V_{2N}, V_{3N} • Valores máximos de las tensiones de fase a fase $V_{12\ max}$L-L, $V_{23\ max}$L-L, $V_{31\ max}$L-L y de las tensiones de fase a neutro $V_{1N\ max}$L-N, $V_{2N\ max}$ L-N, $V_{3N\ max}$L-N • Valor máximo de las tensiones máximas de fase a fase (V_{12}, V_{23}, V_{31}) • Valores mínimos de las tensiones de fase a fase $V_{12\ min}$L-L, $V_{23\ min}$ L-L, $V_{31\ min}$ L-L y de las tensiones de fase a neutro $V_{1N\ min}$ L-N, $V_{2N\ min}$L-N, $V_{3N\ min}$ L-N • Valor mínimo de las tensiones mínimas de fase a fase (V_{12}, V_{23}, V_{31}) • Mediciones de tensión promedio V_{avg} L-L y V_{avg} L-N • Valor máximo de los valores promedio $V_{avg\ max}$ L-L y $V_{avg\ max}$L-N • Valor mínimo de los valores promedio V_{avgmin} L-L y V_{avgmin}L-N	V	0–850 V	+/- 0.5%	70–850 V

Continúa en la siguiente página

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 30 – Mediciones en tiempo real de la unidad de disparo Micrologic E *(continuación)*

Artículo	Medición	Unidad	Gama de medición	Precisión	Gama de precisión
Mediciones de desequilibrio de tensión La gama de precisión es para la gama de tensión: 70–850 V (V_{1N}, V_{2N}, V_{3N} con la opción ENVT solamente)	• Mediciones de desequilibrio para las tensiones de fase a fase $V_{12\ unbal}$ L-L, $V_{23\ unbal}$ L-L, $V_{31\ unbal}$ L-L y tensiones de fase a neutro $V_{1N\ unbal}$ L-N, $V_{2N\ unbal}$ L-N, $V_{3N\ unbal}$ L-N • Valores máximos de los desequilibrios de tensión de fase a fase $V_{12\ unbal\ max}$ L-L, $V_{23\ unbal\ max}$ L-L, $V_{31\ unbal\ max}$ L-L y desequilibrios de tensión de fase a neutro $V_{1N\ unbal\ max}$ L-L, $V_{2N\ unbal\ max}$ L-L, $V_{3N\ unbal\ max}$ L-L • Valor máximo (MAXmax) de todos los desequilibrios de tensión de fase a fase y de fase a neutro Nota: • Los valores de desequilibrio tienen signo (valores relativos). • Los valores máximos (max) de desequilibrio no tienen signo (valores absolutos).	$\%V_{avg}$ L-L $\%V_{avg}$ L-N	-100–100%	+/- 1%	100–100%
Mediciones de potencia La gama de precisión es para: • Gama de corriente: 0.1–1.2 I_n • Gama de tensión: 70–850 V • Gama Cos φ -1 a -0.5 y 0.5 a 1	Sólo con la opción ENVT • Mediciones de potencia activa para cada fase P_1, P_2, P_3 • Valores máximos de las potencias activas para cada fase $P_{1\ max}$, $P_{2\ max}$, $P_{3\ max}$ • Valores mínimos de las potencias activas para cada fase $P_{1\ min}$, $P_{2\ min}$, $P_{3\ min}$	kW	-1000–1000 kW	+/- 2%	-1000 a -1 kW 1 a 1000 kW
	• Medición de la potencia activa total P_{tot} • Valor máximo de la potencia activa total $P_{tot\ max}$ • Valor mínimo de la potencia activa total $P_{tot\ min}$	kW	-3000–3000 kW	+/- 2%	-3000 a -3 kW 3 a 3000 kW
	• Sólo con la opción ENVT, mediciones de potencia reactiva para cada fase Q_1, Q_2, Q_3 • Valores máximos de las potencias reactivas para cada fase $Q_{1\ max}$, $Q_{2\ max}$, $Q_{3\ max}$ • Valores mínimos de las potencias reactivas para cada fase $Q_{1\ min}$, $Q_{2\ min}$, $Q_{3\ min}$	kvar	-1000–1000 kvar	+/- 2%	-1000 a -1 kvar 1 a 1000 kvar
	• Medición de la potencia reactiva total Q_{tot} • Valor máximo de la potencia reactiva total $Q_{tot\ max}$ • Valor mínimo de la potencia reactiva total $Q_{tot\ min}$	kvar	-3000–3000 kvar	+/- 2%	-3000 a -3 kvar 3 a 3000 kvar
	Sólo con la opción ENVT • Mediciones de potencia aparente para cada fase S_1, S_2, S_3 • Valores máximos de las potencias aparentes para cada fase $S_{1\ max}$, $S_{2\ max}$, S_3 max • Valores mínimos de las potencias aparentes para cada fase $S_{1\ min}$, $S_{2\ min}$, $S_{3\ min}$	kVA	-1000–1000 kVA	+/- 2%	-1000 a -1 kVA 1 a 1000 kVA
	• Medición de la potencia aparente total S_{tot} • Valor máximo de la potencia aparente total $S_{tot\ max}$ • Valor mínimo de la potencia aparente total $S_{tot\ min}$	kVA	-3000–3000 kVA	+/- 2%	-3000 to -3 kVA 3 a 3000 kVA
	Sólo con la opción ENVT • Mediciones de la potencia reactiva fundamental para cada fase $Qfund_1$, $Qfund_2$, $Qfund_3$ • Valores máximos de las potencias reactivas fundamentales para cada fase $Qfund_{1\ max}$, $Qfund_{2\ max}$, $Qfund_{3\ max}$ • Valores mínimos de las potencias reactivas fundamentales para cada fase $Qfund_{1\ min}$, $Qfund_{2\ min}$, $Qfund_{3\ min}$	kvar	-100–1000 kvar	+/- 2%	-1000 a -1 kvar 1 a 1000 kvar
	• Medición de la potencia reactiva fundamental total $Qfund_{tot}$ • Valor máximo de la potencia reactiva fundamental total $Qfund_{tot\ max}$ • Valor mínimo de la potencia reactiva fundamental total $Qfund_{tot\ min}$	kvar	-3000–3000 kvar	+/- 2%	-3000 a -3 kvar 3 a 3000 kvar

Continúa en la siguiente página

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 30 – Mediciones en tiempo real de la unidad de disparo Micrologic E *(continuación)*

Artículo	Medición	Unidad	Gama de medición	Precisión	Gama de precisión
Mediciones de potencia La gama de precisión es para: • Gama de corriente: 0.1–1.2 I_n • Gama de tensión: 70–850 V Gama Cos φ -1 a -0.5 y 0.5 a 1	Sólo con la opción ENVT • Mediciones de potencia de distorsión para cada fase D_1, D_2, D_3 • Valores máximos de las potencias de distorsión para cada fase $D_{1\ max}$, $D_{2\ max}$, $D_{3\ max}$ • Valores mínimos de las potencias de distorsión para cada fase $D_{1\ min}$, $D_{2\ min}$, $D_{3\ min}$	kvar	-1000–1000 kvar	+/- 2%	-1000 a -1 kvar 1–1000 kvar
	• Medición de la potencia de distorsión total D_{tot} • Valor máximo de la potencia de distorsión total $D_{tot\ max}$ • Valor mínimo de la potencia de distorsión total $D_{tot\ min}$	kvar	-3000–3000 kvar	+/- 2%	-3000 a -3 kvar 3–3000 kvar
Indicadores de operación	Medición del cuadrante de operación	N/D	1, 2, 3, 4	N/D	N/D
	Medición del sentido de rotación de fases	N/D	0. 1	N/D	N/D
	Medición de tipo de carga (avance/retraso)	N/D	0. 1	N/D	N/D
Indicadores de calidad de energía La gama de precisión es para: • Gama de corriente: 0.1–1.2 I_n • Gama de tensión: 70–850 V [THD(V_{1N}), THD(V_{2N}), THD(V_{3N}) con la opción ENVT solamente]	Medición de: • Factores de potencia PF_1, PF_2, PF_3 y cos $φ_1$, cos $φ_2$, cos $φ_3$ para cada fase Sólo con la opción ENVT • Factor de potencia PF y cos φ total Valores máximos • Por fase de los factores de potencia PF_{1max}, PF_{2max}, PF_{3max} y cos $φ_{1max}$, cos $φ_{2max}$, cos $φ_{3max}$ Sólo con la opción ENVT • Del factor de potencia PF_{max} y cos $φ_{max}$ Valores mínimos: • De los factores de potencia $PF_{1\ min}$, $PF_{2\ min}$, $PF_{3\ min}$ y cos $φ_{1\ min}$, cos $φ_{2\ min}$, cos $φ_{3\ min}$ para cada fase. Sólo con la opción ENVT • Del factor de potencia PF_{min} y cos $φ_{\ min}$ total	—	-1.00–1.00	+/- 2%	-1.00 a -0.50 0.50 a 1.00
	• Medición de la distorsión de la corriente armónica total TDH para cada fase THD(I_1), THD(I_2), THD(I_3) • Valores máximos de distorsión de la corriente armónica total • Distorsión de la corriente armónica total THD para cada fase THD(I_1)$_{min}$, THD(I_2)$_{min}$, THD(I_3)$_{min}$	% Ifund	0–>1000%	+/- 10%	0–500%
	• Medición de la distorsión de tensión armónica total de fase a fase THD(V_{12}) L-L, THD(V_{23}) L-L, THD(V_{31}) L-L y de la tensión de fase a neutro THD(V_{1N}) L-N, THD(V_{2N}) L-N, THD(V_{3N}) L-N • Valores máximos de la distorsión de tensión armónica total de fase a fase THD(V_{12}) $_{max}$ L-L, THD(V_{23}) $_{max}$ L-L, THD(V_{31}) $_{max}$ L-L y de la tensión de fase a neutro THD(V_{1N}) $_{max}$ L-N, THD(V_{2N}) $_{max}$ L-N, THD(V_{3N}) $_{max}$ L-N • Valores mínimos de la distorsión de tensión armónica total de fase a fase THD(V_{12}) $_{min}$ L-L, THD(V_{23}) $_{min}$ L-L, THD(V_{31}) $_{min}$ L-L y de la tensión de fase a neutro THD(V_{1N}) $_{min}$ L-N, THD(V_{2N}) $_{min}$ L-N, THD(V_{3N}) $_{min}$ L-N	%Vfund L-L %Vfund L-N	0–>1000%	+/- 5%	0–500%
	• Medición de frecuencia • Frecuencia máxima • Frecuencia mínima	Hz	15–440 Hz	+/- 0.2%	45–65 Hz

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 31 – Mediciones de los valores de demanda de la unidad de disparo Micrologic E

Artículo	Medición	Unidad	Gama de medición	Precisión	Gama de precisión
Demanda de corriente y valores pico	• Valores de demanda de la corriente de fase (I_1, I_2, I_3) y neutro (I_N) • Valores de corriente pico para la fase (I_1, I_2, I_3) y neutro (I_N)	A	0–20 I_n	+/- 1.5%	0.2–1.2 I_n
	I_N con opción ENCT				
Demanda de potencia La gama de precisión es: • Gama de corriente: 0.1–1.2 I_n • Gama de tensión: 70–850 V • Gama de Cos φ: 1 a -0.5 y 0,5 a 1	• Valor de la demanda de potencia activa total (P_{tot}) • Valor pico de la potencia activa total (P_{tot})	kW	0–3000 kW	+/- 2%	3–3000 kW
	• Valor de la demanda de potencia reactiva total (Q_{tot}) • Valor pico de la potencia reactiva total (Q_{tot})	kvar	0–3000 kvar	k+/- 2%	3–3000 kvar
	• Valor de la demanda de potencia aparente total (S_{tot}) • Valor pico de la potencia aparente total (S_{tot})	kVA	0–3000 kVA	+/- 2%	3–3000 kVA

Tabla 32 – Mediciones de energía (Micrologic E)

Artículo	Medición	Unidad	Gama de medición	Precisión	Gama de precisión
Medidores de energía La gama de precisión es: • Gama de corriente: 0,1–1,2 I_n • Gama de tensión: 70–850 V • Gama de Cos φ: 1 a -0,5 y 0,5 a 1	• Mediciones de energía activa: E_p, E_pIn suministrada y E_pOut consumida	kWh entonces MWh	1 kWh–> 1000 TWh	+/- 2%	1 kWh–1000 TWh
	• Mediciones de energía reactiva: E_q, E_qIn suministrada y E_qOut consumida	kvarh entonces Mvarh	1 kvarh–> 1000 Tvarh	+/- 2%	1 kvarh–1000 Tvarh
	• Medición de energía aparente E_s	kVAh entonces MVAh	1 kVAh–> 1000 TVAh	+/- 2%	1 kVAh–1000 TVAh

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Sección 4—Alarmas

Alarmas relacionadas con las mediciones

Las unidades de disparo Micrologic™ 5 y 6 supervisan las mediciones empleando:

- Una o dos prealarmas (depende del tipo de unidad de disparo) asignadas a:
  - La protección de tiempo largo (PAL I_r) para la unidad de disparo Micrologic 5
  - La protección de tiempo largo (PAL I_r) y de falla a tierra (PAL I_g) para la unidad de disparo Micrologic 6

  Por omisión, estas alarmas están activadas.
- Diez alarmas definidas por el usuario conforme sea necesario. El usuario asigna cada una de estas alarmas a una medición.

  Por omisión, estas alarmas no están activadas.

Todas las alarmas relacionadas con las mediciones están accesibles:

- Empleando la red de comunicación
- En el módulo de visualización frontal (FDM121) (consulte el boletín DOCA0088ES: *Unidad de visualización FDM121 para interruptores automáticos LV—Guía del usuario*).

Las alarmas relacionadas con las mediciones pueden ser asignadas a una salida del módulo SDx (consulte “Cómo configurar las salidas del módulo SDx” en la página 95).

Configuración de alarmas

Las alarmas definidas por el usuario son seleccionadas y sus funciones configuradas empleando el software RSU bajo la lengüeta Alarms (consulte “Configuración de alarmas” en la página 86).

La configuración de alarmas consiste en:

- la selección del nivel de prioridad de la alarma
- la configuración de umbrales de activación y retardos de tiempo de alarmas

Las tablas de descripción de alarmas indican para cada alarma:

- La gama de ajustes (umbrales y retardos de tiempo)
- Los valores de ajuste por omisión, consulte “Tablas de alarmas” en la página 73

Nivel de prioridad de alarmas

Cada alarma es asignada un nivel de prioridad:

- Prioridad alta
- Prioridad mediana
- Prioridad baja
- Sin prioridad

La indicación de alarma en el módulo de visualización frontal (FDM121) depende del nivel de prioridad de alarma (consulte el boletín DOCA0088ES: *Unidad de visualización FDM121 para interruptores automáticos LV—Guía del usuario*).

ESPAÑOL

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

El usuario determina el nivel de prioridad de cada alarma, según la urgencia de la acción requerida.

Por omisión, las alarmas son de prioridad mediana, excepto para las alarmas relacionadas con los indicadores de operación que son de prioridad baja (consulte “Tablas de alarmas” en la página 73).

Condiciones de activación de una alarma

Una alarma relacionada con una medición es activada cuando:

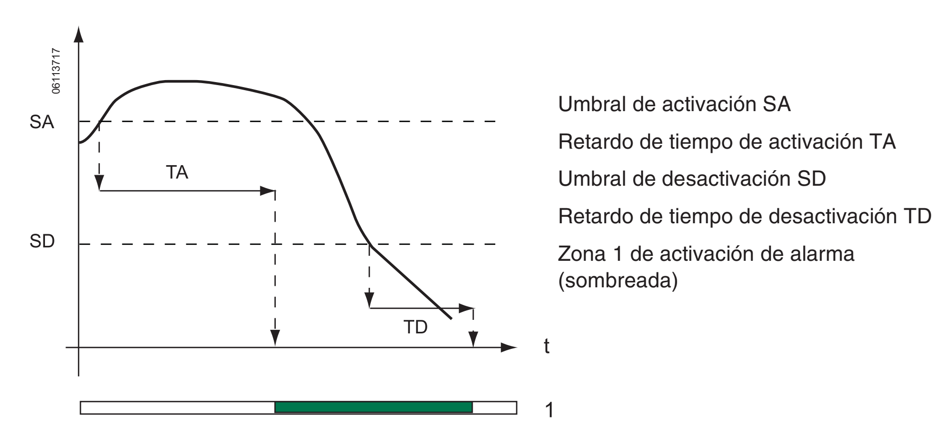
- Los valores se elevan por encima del umbral de activación de la medición para las condiciones sobrevaloradas
- Los valores bajan por debajo del umbral de activación de la medición para las condiciones subestimadas
- Los valores son iguales al umbral de activación de la medición para las condiciones de igualdad

El software RSU predetermina el tipo de supervisión.

Condición sobrevalorada

La activación de la alarma en una condición sobrevalorada es determinada empleando dos umbrales y dos retardos de tiempo.

Figura 22 – Activación de una alarma en una condición sobrevalorada

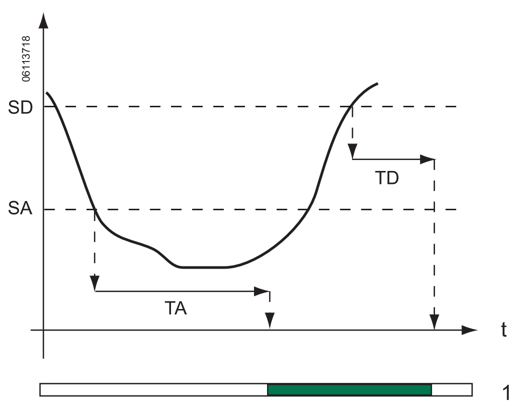


 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Condición subestimada

La activación de la alarma en una condición subestimada es determinada empleando dos umbrales y dos retardos de tiempo.

Figura 23 – Activación de una alarma en una condición subestimada



Umbral de activación SA

Retardo de tiempo de activación TA

Umbral de desactivación SD

Retardo de tiempo de desactivación TD

Zona 1 de activación de alarma (sombreada)

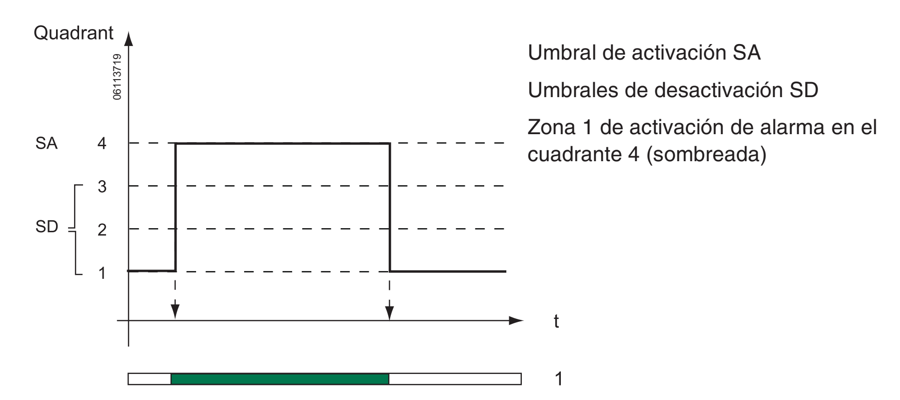
Condición de equilibrio

La alarma es activada cuando la cantidad supervisada relacionada es igual al umbral de activación.

La alarma es desactivada cuando la cantidad supervisada relacionada es diferente del umbral de activación.

La activación de alarma es determinada empleando los umbrales de activación/desactivación.

Figura 24 – Activación de una alarma en una condición de igualdad (supervisión del cuadrante 4)



Control de los retardos de tiempo (condiciones sobrevaloradas o subestimadas)

Los retardos de tiempo de las alarmas son controlados por dos contadores que normalmente tienen un valor de 0.

Para el umbral de activación, el contador del retardo de tiempo es:

- Incrementado cuando la condición de activación se ha cumplido.
- Decrementado si la condición de activación no ha sido cumplida (antes de expirar el retardo de tiempo de activación). Si la condición de desactivación es

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

alcanzada, el contador de retardo de tiempo de activación es restablecido y el contador de retardo de tiempo de desactivación es incrementado.

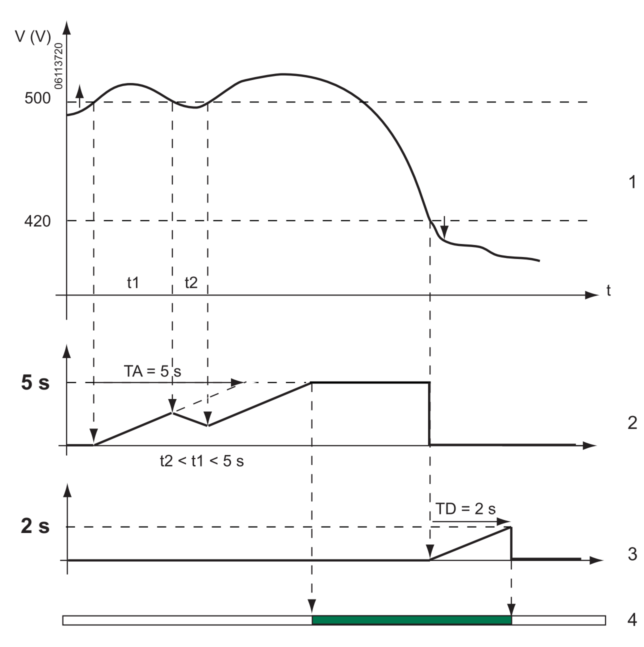
Para el umbral de desactivación, el mismo principio es empleado.

La curva de ejemplo muestra el control del retardo de tiempo en una alarma de sobretensión (código 79, consulte “Tablas de alarmas” en la página 73)

El contador de retardo de tiempo de activación de la alarma se dispara cuando la tensión cruza el umbral de 500 V. Éste es incrementado o decrementado según el valor de la tensión en relación con el umbral.

El contador de retardo de tiempo de desactivación de la alarma se dispara cuando la tensión baja más allá del umbral de 420 V.

Figura 25 – Retardo de tiempo en una alarma de sobretensión



1. Evolución de la tensión
2. Contador de retardo de tiempo de activación en 5 s
3. Contador de retardo de tiempo de desactivación en 2 s
4. Alarma de sobretensión: zona de activación (sombreada)

Alarmas en un evento de disparo, falla y mantenimiento

Las alarmas en un evento de disparo, falla y mantenimiento siempre están activadas. Éstas pueden accederse:

- Empleando la red de comunicación
- En el módulo de visualización frontal (FDM121) (consulte el boletín DOCA0088ES: *Unidad de visualización FDM121 para interruptores automáticos LV—Guía del usuario*).

Ciertas alarmas pueden ser asignadas a una salida del módulo SDx usando el software del sistema.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Configuración de alarmas

Las funciones de alarmas en un evento de disparo y falla son fijas y no pueden ser modificadas.

Modifique las funciones de las dos alarmas de mantenimiento (umbral del contador de exceso de operación OF y umbral de exceso de comando de cierre) empleando el software RSU bajo la lengüeta Breaker I/O (E/S del interruptor automático).

Nivel de prioridad de alarmas

Asigne a cada alarma un nivel de prioridad:

- Prioridad alta
- Prioridad mediana

Para obtener más detalles sobre el uso de niveles de prioridad, consulte el boletín DOCA0088ES: *Unidad de visualización FDM121 para interruptores automáticos LV—Guía del usuario*.

ESPAÑOL

Tablas de alarmas

Tabla 33 – Prealarmas

Etiqueta	Código	Ajuste por omisión	Prioridad por omisión	Gama de ajustes		Ajuste por omisión			
				Umbrales (activación o desactivación)	Retardo de tiempo	Umbrales		Retardo de tiempo	
						Activación	Desactivación	Activación	Desactivación
Prealarma I_r (PAL I_r)	1013	Activada	Mediana	40–100% I_r	1 s	90% I_r	85% I_r	1 s	1 s
Prealarma I_g (PAL I_g) (unidad de disparo Micrologic 6)	1014	Activada	Mediana	40–100% I_g	1 s	90% I_g	85% I_g	1 s	1 s

Tabla 34 – Alarmas definidas por el usuario (Micrologic A)

Etiqueta	Código	Ajuste por omisión	Prioridad por omisión	Gama de ajustes		Ajuste por omisión		
				Umbrales (activación o desactivación)	Retardo de tiempo	Umbrales	Retardo de tiempo	
							Activación	Desactivación
Sobrecorriente Inst I_1	1	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Sobrecorriente Inst I_2	2	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Sobrecorriente Inst I_3	3	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Sobrecorriente Inst I_N	4	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Alarma de falla a tierra (unidad de disparo Micrologic 6)	5	Desactivada	Mediana	10–100% I_g	1–3000 s	40% I_g	40 s	10 s
Baja corriente Inst I_1	6	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Baja corriente Inst I_2	7	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Baja corriente Inst I_3	8	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Sobrecorriente I_{avg}	55	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Sobrecorriente I max (1,2,3)	56	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s

Continúa en la siguiente página

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 34 – Alarmas definidas por el usuario (Micrologic A) *(continuación)*

Etiqueta	Código	Ajuste por omisión	Prioridad por omisión	Gama de ajustes		Ajuste por omisión		
				Umbrales (activación o desactivación)	Retardo de tiempo	Umbrales	Retardo de tiempo	
							Activación	Desactivación
Baja corriente I_N	57	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Baja corriente I_{avg}	60	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Baja corriente I min (1,2,3)	65	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s

Tabla 35 – Alarmas definidas por el usuario (Micrologic E)

Etiqueta	Código	Ajuste por omisión	Prioridad por omisión	Gama de ajustes		Ajuste por omisión		
				Umbrales (activación o desactivación)	Retardo de tiempo	Umbrales	Retardo de tiempo	
							Activación	Desactivación
Sobrecorriente Inst I_1	1	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Sobrecorriente Inst I_2	2	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Sobrecorriente Inst I_3	3	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Sobrecorriente Inst I_N	4	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	40 s	10 s
Alarma de falla a tierra (unidad de disparo Micrologic 6)	5	Desactivada	Mediana	10–100% I_g	1–3000 s	40% I_g	40 s	10 s
Baja corriente Inst I_1	6	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Baja corriente Inst I_2	7	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Baja corriente Inst I_3	8	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Exceso I_{unbal} fase 1	9	Desactivada	Mediana	5–60% I_{avg}	1–3000 s	25%	40 s	10 s
Exceso I_{unbal} fase 2	10	Desactivada	Mediana	5–60% I_{avg}	1–3000 s	25%	40 s	10 s
Exceso I_{unbal} fase 3	11	Desactivada	Mediana	5–60% I_{avg}	1–3000 s	25%	40 s	10 s
Sobretensión V_{1N}	12	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	300 V	40 s	10 s
Sobretensión V_{2N}	13	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	300 V	40 s	10 s
Sobretensión V_{3N}	14	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	300 V	40 s	10 s
Baja tensión V_{1N}	15	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	180 V	40 s	10 s
Baja tensión V_{2N}	16	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	180 V	40 s	10 s
Baja tensión V_{3N}	17	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	180 V	40 s	10 s
Exceso V_{unbal} V_{1N}	18	Desactivada	Mediana	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Exceso V_{unbal} V_{2N}	19	Desactivada	Mediana	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Exceso V_{unbal} V_{3N}	20	Desactivada	Mediana	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Exceso total KVA	21	Desactivada	Mediana	1–1000 kVA	1–3000 s	100 kVA	40 s	10 s
Exceso KW consumido	22	Desactivada	Mediana	1–1000 kW	1–3000 s	100 kW	40 s	10 s
Potencia inversa KW	23	Desactivada	Mediana	1–1000 kW	1–3000 s	100 kW	40 s	10 s
Exceso KVAr consumida	24	Desactivada	Mediana	1–1000 kva	1–3000 s	100 kvar	40 s	10 s
Potencia inversa KVAr	25	Desactivada	Mediana	1–1000 kvar	1–3000 s	100 kvar	40 s	10 s
Baja total KVA	26	Desactivada	Mediana	1–1000 kVA	1–3000 s	100 kVA	40 s	10 s
Baja KW consumida	27	Desactivada	Mediana	1–1000 kW	1–3000 s	100 kW	40 s	10 s
Baja KVAr consumida	29	Desactivada	Mediana	1–1000 kva	1–3000 s	100 kvar	40 s	10 s
PF capacitivo (IEEE)[1]	31	Desactivada	Mediana	0–0,99	1–3000 s	0,80	40 s	10 s
PF(IEC) capacitivo o inductivo [1]	33	Desactivada	Mediana	0–0,99	1–3000 s	0,80	40 s	10 s
PF inductivo (IEEE)[1]	34	Desactivada	Mediana	-0,99–0	1–3000 s	-0,80	40 s	10 s

Continúa en la siguiente página

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 35 – Alarmas definidas por el usuario (Micrologic E) *(continuación)*

Etiqueta	Código	Ajuste por omisión	Prioridad por omisión	Gama de ajustes		Ajuste por omisión		
				Umbrales (activación o desactivación)	Retardo de tiempo	Umbrales	Retardo de tiempo	
							Activación	Desactivación
Sobrecorriente THD I_1	35	Desactivada	Mediana	0–500%	1–3000 s	15%	40 s	10 s
Sobrecorriente THD I_2	36	Desactivada	Mediana	0–500%	1–3000 s	15%	40 s	10 s
Sobrecorriente THD I_3	37	Desactivada	Mediana	0–500%	1–3000 s	15%	40 s	10 s
Exceso THD V_{1N}	38	Desactivada	Mediana	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Exceso THD V_{2N}	39	Desactivada	Mediana	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Exceso THD V_{3N}	40	Desactivada	Mediana	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Exceso THD V_{12}	41	Desactivada	Mediana	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Exceso THD V_{23}	42	Desactivada	Mediana	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Exceso THD V_{31}	43	Desactivada	Mediana	0–500%	1–3000 s	5%	40 s	10 s
Sobrecorriente I_{avg}	55	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Sobrecorriente I max (1,2,3)	56	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Baja corriente I_N	57	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Baja corriente I_{avg}	60	Desactivada	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Sobrecorriente de demanda I_1	61	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Sobrecorriente de demanda I_2	62	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Sobrecorriente de demanda I_3	63	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Sobrecorriente de demanda I_N	64	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Baja corriente I min (1,2,3)	65	Desactivado	Mediana	0,2–10 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	5 s
Baja corriente de demanda I_1	66	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Baja corriente de demanda I_2	67	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Baja corriente de demanda I_3	68	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Baja corriente de demanda I_N	69	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Exceso I_{unbal} max	70	Desactivada	Mediana	5–60% I_{avg}	1–3000 s	25%	40 s	10 s
Sobretensión V_{12}	71	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	500 V	40 s	10 s
Sobretensión V_{23}	72	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	500 V	40 s	10 s
Sobretensión V_{31}	73	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	500 V	40 s	10 s
Sobretensión V_{avg} L-N	75	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	300 V	5 s	2 s
Baja tensión V_{12}	76	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	320 V	40 s	10 s
Baja tensión V_{23}	77	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	320 V	40 s	10 s
Baja tensión V_{31}	78	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	320 V	40 s	10 s
Sobretensión V max L-L	79	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	300 V	5 s	2 s
Baja tensión V_{avg} L-N	80	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	180 V	5 s	2 s
Baja tensión V min L-L	81	Desactivada	Mediana	100–1100 V	1–3000 s	180 V	5 s	2 s
Exceso Vunb max L-N	82	Desactivada	Mediana	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Exceso V_{unbal} V_{12}	86	Desactivada	Mediana	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Exceso V_{unbal} V_{23}	87	Desactivada	Mediana	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Exceso V_{unbal} V_{31}	88	Desactivada	Mediana	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Exceso Vunb max L-L	89	Desactivada	Mediana	2%–30% V_{avg}	1–3000 s	10%	40 s	10 s
Secuencia de fases	90	Desactivada	Mediana	0,1	N/D	0	N/D	N/D
Baja frecuencia	92	Desactivada	Mediana	45–65 Hz	1–3000 s	45 Hz	5 s	2 s
Sobrefrecuencia	93	Desactivada	Mediana	45–65 Hz	1–3000 s	65 Hz	5 s	2 s

Continúa en la siguiente página

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Tabla 35 – Alarmas definidas por el usuario (Micrologic E) *(continuación)*

Etiqueta	Código	Ajuste por omisión	Prioridad por omisión	Gama de ajustes		Ajuste por omisión		
				Umbrales (activación o desactivación)	Retardo de tiempo	Umbrales	Retardo de tiempo	
							Activación	Desactivación
Exceso potencia de demanda KW	99	Desactivada	Mediana	1–.1000 kW	1–3000 s	100 kW	40 s	10 s
Cos φ (IEEE) [1] capacitivo	121	Desactivada	Mediana	0–0,99	1–3000 s	0,80	40 s	10 s
Cos φ (IEC) [1] capacitivo, inductivo	123	Desactivada	Mediana	0–0,99	1–3000 s	0,80	40 s	10 s
Cos φ (IEEE) [1] inductivo	124	Desactivada	Mediana	-0,99–0	1–3000 s	-0,80	40 s	10 s
Sobrecorriente de demanda pico I_1	141	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Sobrecorriente de demanda pico I_2	142	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Sobrecorriente de demanda pico I_3	143	Desactivada	Mediana	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Sobrecorriente de demanda pico I_N	144	Desactivada	Baja	0,2–10,5 I_n	1–3000 s	I_n	60 s	15 s
Avance	145	Desactivada	Baja	0,0	1–3000 s	0	40 s	10 s
Retraso	146	Desactivada	Baja	1,1	1–3000 s	1	40 s	10 s
Cuadrante 1	147	Desactivada	Baja	1,1	1–3000 s	1	40 s	10 s
Cuadrante 2	148	Desactivada	Baja	2,2	1–3000 s	2	40 s	10 s
Cuadrante 3	149	Desactivada	Baja	3,3	1–3000 s	3	40 s	10 s
Cuadrante 4	150	Desactivada	Baja	4,4	1–3000 s	4	40 s	10 s

[1] El tipo de alarmas relacionadas con la supervisión de los indicadores PF y cos φ siempre deben concordar con la convención de signos de IEEE o IEC para el indicador PF.

Tabla 36 – Alarmas de eventos

Tipo de alarma	Etiqueta	Código	Salida del módulo SDx	Prioridad
Alarmas en un evento de disparo	Protección de tiempo largo I_r	16384	Sí	Alta
	Protección de tiempo corto I_{sd}	16385	Sí	Alta
	Protección instantánea I_i	16386	Sí	Alta
	Falla a tierra I_g	16387	Sí	Alta
	Protección instantánea integral	16390	No	Alta
	Falla de la unidad de disparo (paro)	16391	Sí	Alta
	Protección instantánea Vigi	16392	No	Alta
	Disparo por reflejo	16393	No	Alta
	Indicador de disparo SD	1905	Sí	Mediana
Alarmas en un evento de falla	Falla del BSCM (paro)	1912	Sí	Alta
	Falla del BSCM (error)	1914	Sí	Mediana
Alarmas en un evento de mantenimiento	Exceso de operación OF	1916	Sí	Mediana
	Exceso de comando de cierre	1919	Sí	Mediana

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Funcionamiento de las salidas del módulo SDx asignadas a alarmas

Dos alarmas pueden ser asignadas a las dos salidas del módulo SDx.

Configure las dos salidas usando el software RSU, lengüeta Outputs (salidas). Éstas son activadas (o desactivadas) por el acontecimiento (o terminación) de:

- Una alarma relacionada con una medición (consulte “Alarmas relacionadas con las mediciones” en la página 69)
- Una alarma en un evento de disparo, falla y mantenimiento (consulte “Alarmas en un evento de disparo, falla y mantenimiento” en la página 72)

Para obtener más detalles sobre los módulos SDx, consulte *Interruptor automático PowerPact™ marcos H, J y L—Guía de usuario.*

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Modos de funcionamiento de las salidas del módulo SDx

Configure el modo de funcionamiento para las salidas del módulo SDx como:

- Sin enganche

  La posición de las salidas (S) sigue las transiciones de las alarmas (A) relacionadas.

- Modo de enganche

  La posición de la salida (S) sigue la transición activa de la alarma (A) relacionada y permanece enganchada sin tomar en consideración el estado de la alarma.

- Modo sin enganche con retardo de tiempo

  La salida (S) sigue la transición de activación de la alarma (A) relacionada. La salida regresa a la posición desactivada después de un retardo de tiempo sin tomar en consideración el estado de la alarma.

  La gama de ajustes para el retardo de tiempo usando el software RSU es.de 1 a 360 s. El valor por omisión del ajuste de retardo de tiempo es de 5 segundos.

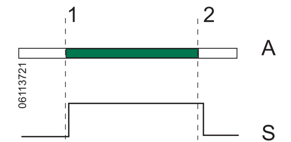
- Modo forzado abierto o cerrado

  — En modo forzado abierto, la salida permanece en la posición desactivada sin tomar en consideración el estado de la alarma.

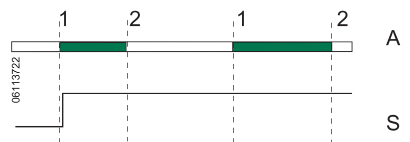
  — En modo forzado cerrado, la salida permanece en la posición activada sin tomar en consideración el estado de la alarma.

  NOTA: Ambos modos pueden ser usados para eliminar errores o verificar una instalación eléctrica.

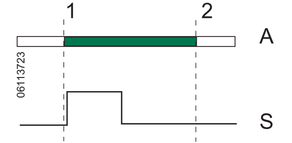
Funcionamiento en modo sin enganche



Funcionamiento en modo de enganche



Funcionamiento en modo sin enganche con retardo de tiempo



A Alarma:

Sombreada cuando esta activada
Blanca cuando está desactivada

S Salida:

Posición alta = activada
Posición baja = desactivada

1 Transición de activación de una alarma

2 Transición de desactivación de una alarma

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Confirmación de modo de enganche

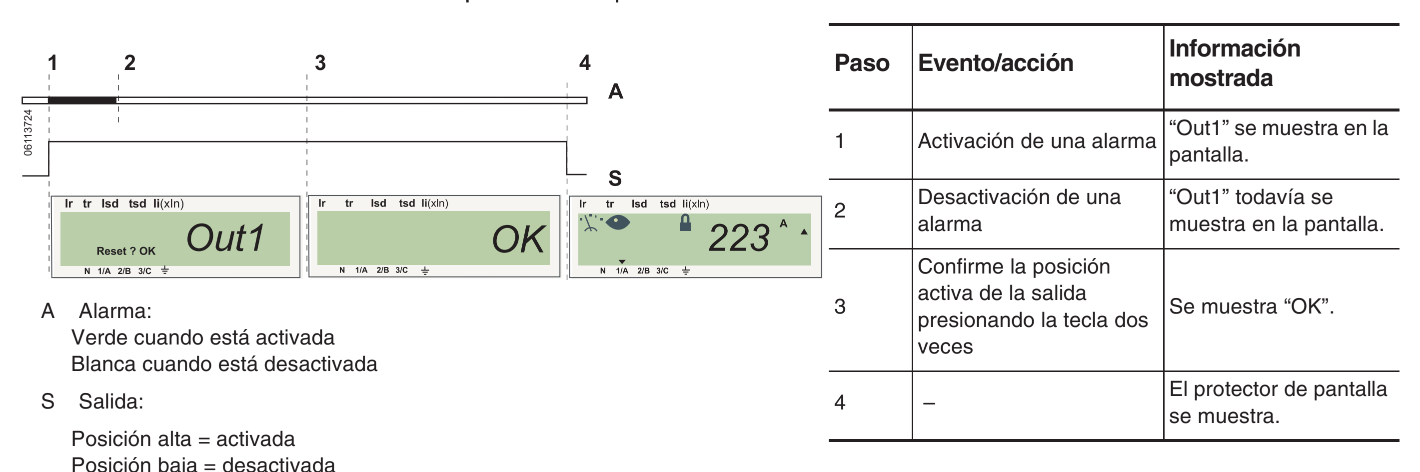
Confirme el modo de enganche empleando la terminal de programación y ajustes de la unidad de disparo Micrologic presionando Special Features (funciones especiales) de Latching Mode (modo de enganche).

Si la solicitud de confirmación se realiza cuando la alarma está todavía activada:

- La confirmación de la posición activa de la salida no afecta.
- La navegación a través de la terminal de programación y ajustes es posible.
- El protector de pantalla regresa al mensaje Out1.

Si dos alarmas relacionadas con dos salidas en el modo de enganche están activadas:

- El mensaje de la primer alarma Out1 (o Out2) se muestra en la pantalla hasta que la alarma es confirmada (la posición activa de la salida es confirmada después de que la alarma es desactivada).
- Después de confirmar la primer alarma, la pantalla muestra el mensaje de la segunda alarma Out2 (o Out1) hasta que la segunda alarma es confirmada.
- Después de que ambas alarmas han sido confirmadas, la pantalla regresa al protector de pantalla.



A Alarma:
Verde cuando está activada
Blanca cuando está desactivada

S Salida:
Posición alta = activada
Posición baja = desactivada

Paso	Evento/acción	Información mostrada
1	Activación de una alarma	“Out1” se muestra en la pantalla.
2	Desactivación de una alarma	“Out1” todavía se muestra en la pantalla.
3	Confirme la posición activa de la salida presionando la tecla dos veces	Se muestra “OK”.
4	–	El protector de pantalla se muestra.

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Sección 5—Software de la herramienta de utilidad para configuración remota (RSU)

Ajuste de funciones

ESPAÑOL

El software de la herramienta de utilidad para configuración remota (RSU) ha sido diseñado para usarse con la unidad de disparo Micrologic™ para:

- comprobar y configurar:
  - Funciones de medición
  - Alarmas
  - Asignación de las salidas del módulo SDx
  - Funciones del BSCM
  - Módulo de interfaz Modbus™
- Modificar contraseñas
- Guardar configuraciones
- Editar configuraciones
- Mostrar en la pantalla las curvas de disparo
- Descargar el firmware

En el contexto de este manual, únicamente las funciones relacionadas con la configuración de la unidad de disparo Micrologic y los módulos SDx son descritas. Para obtener más información sobre las funciones, en particular sobre la configuración de la opción del BSCM, la opción de la interfaz de comunicación de Modbus y contraseñas, consulte el *RSU Software Online Help* (manual de asistencia en línea del software RSU).

Cómo usar el software RSU

El software RSU puede ser usado:

- En modo independiente, directamente en la unidad de disparo Micrologic usando el puerto de prueba, una computadora normal y el probador UTA.
- Empleando la red de comunicación

Para obtener más detalles, consulte el *RSU Software Online Help* (manual de asistencia en línea del software RSU.

Perfiles de usuario

Dos perfiles de usuario diferentes están disponibles en el sofware RSU: Puesta en funcionamiento y servicio de Schneider.

- El perfil de puesta en funcionamiento es el perfil por omisión al iniciar el software RSU. Este perfil no necesita una contraseña.
- El perfil de servicio de Schneider permite el mismo acceso que el perfil de puesta en funcionamiento además de las actualizaciones de firmware y los restablecimientos de contraseñas. Descargue el firmware del sitio web www.schneider-electric.com.

Para descargar el software RSU de prueba (LV4ST100):

- Vaya al sitio web www.schneider-electric.com y realice una búsqueda de LV4ST100.
- Haga clic en LV4ST100, luego en Software/Firmware bajo el menú Downloads, y descargue el archivo.

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Modo fuera de línea

Utilice el modo fuera de línea para configurar las funciones de protección, medición y alarmas de la unidad de disparo Micrologic con el software RSU.

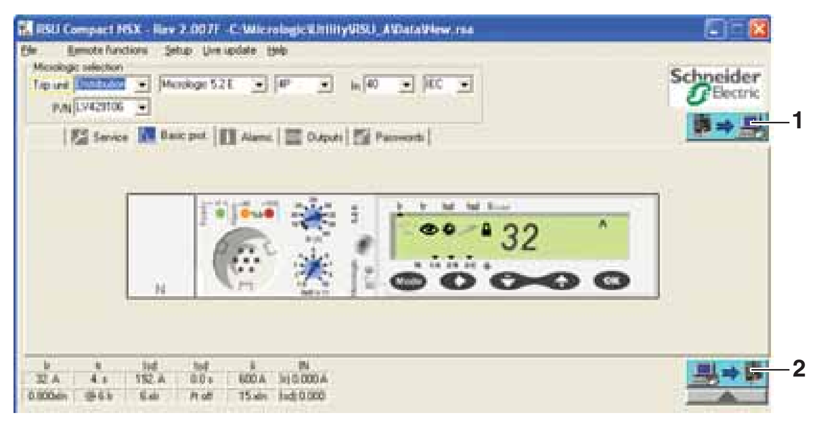
Para obtener más detalles sobre el modo fuera de línea, consulte el *RSU Software Online Help* (manual de asistencia en línea del software RSU).

Modo en línea

Utilice el modo en línea para:

- Realizar las mismas configuraciones que el modo fuera de línea
- Descargar información de o a la unidad de disparo Micrologic

Para obtener más detalles sobre el modo en línea, consulte el *RSU Software Online Help* (manual de asistencia en línea del software RSU.



Los dos botones situados a la derecha de la pantalla activan la transferencia de datos.

1. Botón para descargar información de la unidad de disparo a la computadora
2. Botón para descargar información de la computadora a la unidad de disparo

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Lengüetas de configuración del software

Acceda a las funciones de configuración del software RSU empleando las diferentes lengüetas.

Lengüeta	Descripción	Funciones
Service	Mediciones	Configuración de las funciones de medición (Micrologic E)
Basic prot	Protección básica	Configuración de las funciones de protección
Alarms.	Alarma	Configuración de prealarmas y las diez alarmas definidas por el usuario
SDX Outputs	Salidas de SDx	Asignación de las dos salidas de SDx
Passwords	Contraseñas	Configuración de los cuatro niveles de contraseña del BSCM
BSCM BreakerI/O	Opción de BSCM	• Contadores para las operaciones OF y acciones sobre las fallas SD y SDE • Umbral de alarma relacionado con el contador OF • Mecanismo del motor con módulo de comunicación: Contador del comando de cierre • Mecanismo del motor con módulo de comunicación: Configuración del comando de restablecimiento del motor • Mecanismo del motor con módulo de comunicación: Umbral de alarma relacionado con el contador de comando de cierre
ModBus Interface	Opción de interfaz Modbus	• Lectura de las direcciones de Modbus • Configuración de las funciones de comunicación

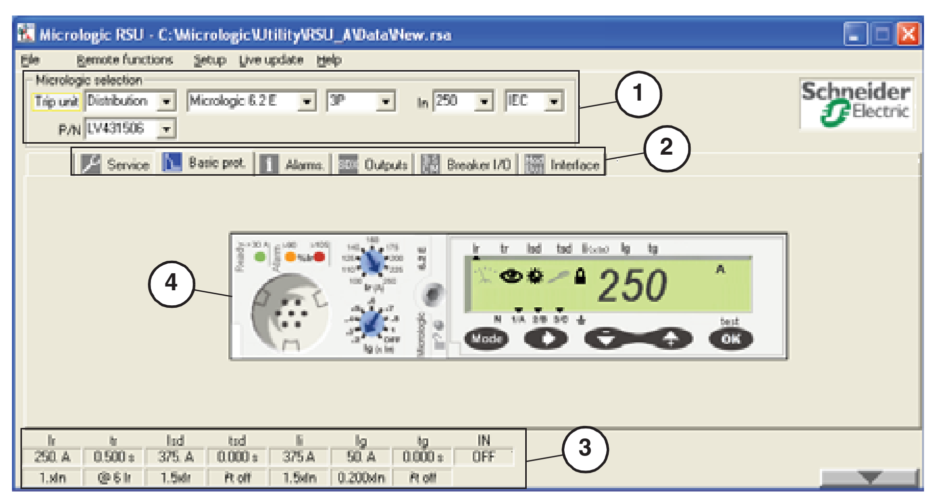
La lengüeta **Basic prot.** es la visualización por omisión cuando el usuario inicia el software RSU.

Un pictograma azul indica la lengüeta que está activa.

Por ejemplo, este pictograma indica que la lengüeta **Basic prot.** está activa.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

En la figura abajo, el usuario ha seleccionado manualmente una unidad de disparo Micrologic 6.2.E (modo fuera de línea). La pantalla de protección básica muestra una reproducción de la parte frontal de la unidad de disparo Micrologic y sus ajustes de protección.



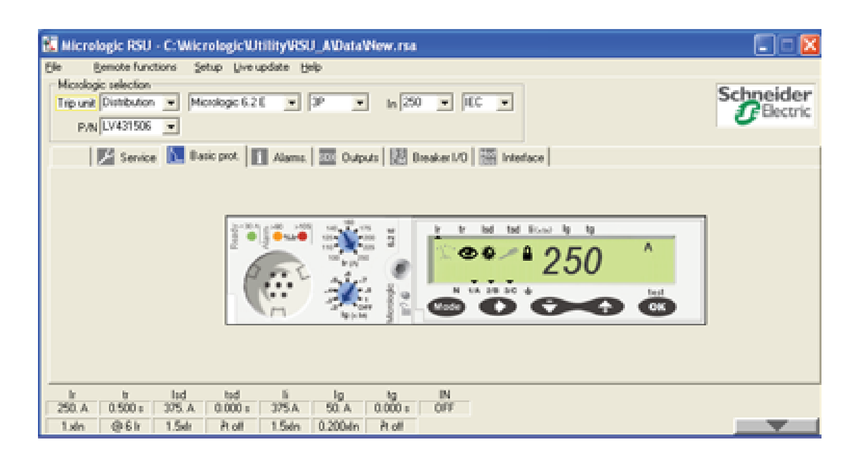
1. Ventanas de selección de Micrologic
2. Lengüetas de funciones accesibles
3. Ajustes de protección
4. Reproducción de la parte frontal de la unidad de disparo Micrologic

Cómo guardar e imprimir

Los diferentes ajustes y datos pueden ser guardados e impresos.

Funciones de protección

Acceda a los ajustes de las funciones de protección empleando el software RSU bajo Basic prot (lengüeta por omisión).



Cómo configurar las funciones de protección

La pantalla del software RSU es la misma que la parte frontal de las unidades de disparo. Los ajustes y principios de navegación son idénticos a aquellos descritos

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

en “Modo de lectura” en la página 14 y “Modo de ajuste” en la página 23.

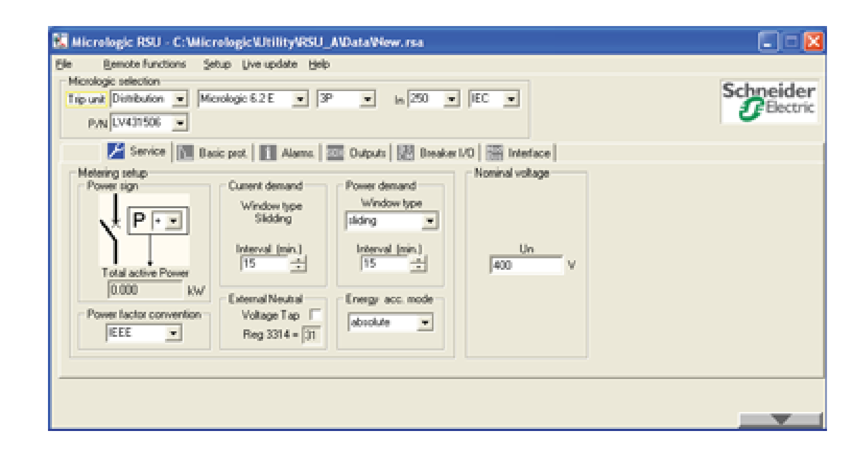
NOTA: El acceso a los ajustes es solamente posible cuando el candado está desbloqueado (para obtener más información sobre cómo desbloquear el candado, consulte “Principios de navegación” en la página 13).

Preajuste de las funciones de protección con un selector

Cuando una función de protección es preajustada con un selector, el selector en la unidad de disparo Micrologic y el selector virtual en el software RSU tienen que estar en una posición idéntica.

Configuración de las mediciones

Acceda a los ajustes de configuración de mediciones empleando el software RSU bajo la lengüeta .



Descripción	Pantalla	Acción
Configuración de la opción ENVT (Dispositivo de acción de pantalla)	06113732 Current demand Window type Sliding Interval (min.) 15 External Neutral Voltage Tap Reg 3314 = 31	Seleccione la casilla de indicación para la opción ENVT en la ventana Metering setup/External Neutral Voltage Tap (configuración de mediciones/derivador de tensión de neutro externo). Para obtener una descripción del contenido del registro 3314 de Modbus, consulte el *Guía de usuario de las comunicaciones Modbus para los interruptores automáticos PowerPact™ marcos H, J y L*. **NOTA:** Configure la opción ENCT directamente en la pantalla de la unidad de disparo Micrologic empleando el software RSU bajo la lengüeta Basic Prot.
Configuración de potencias Proporciona la selección de signo de potencia en la lengüeta Services.	06113733 Metering setup Power sign P + Total active Power 0.000 kW Power factor convention IEEE	En la ventana de configuración de Metering setup/Power (mediciones/signo de potencia), seleccione el signo de potencia: • + La potencia que pasa por el interruptor automático desde arriba hacia abajo se cuenta de manera positiva. • - La potencia que pasa por el interruptor automático desde abajo hacia arriba se cuenta de manera negativa. El valor por omisión del signo de potencia es +.

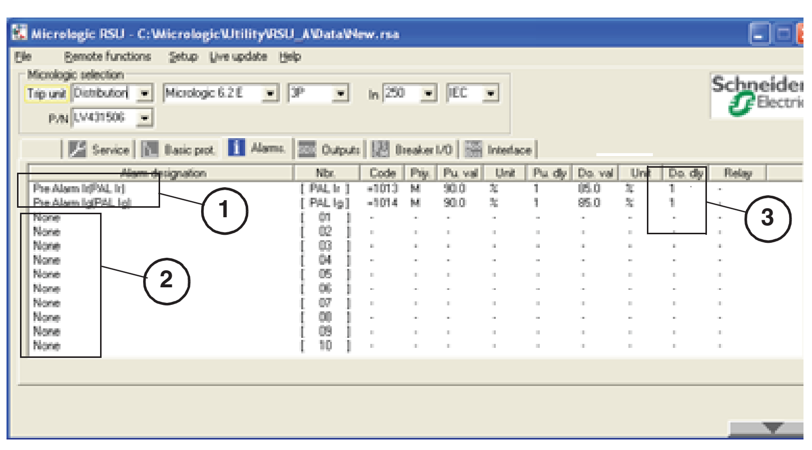
 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Configuración de los valores de demanda	06113734 Power demand Window type sliding Interval (min.) 15 Energy acc. mode absolute	Emplee los dos menús desplegables para configurar las funciones para calcular el valor de demanda de potencia en la ventana Power demand: • Seleccione el tipo de ventana de cálculo en el menú desplegable Window type: ventana fija, ventana deslizante, ventana sincronizada. • Indique la duración de la ventana de cálculo empleando las barras de desplazamiento en el menú desplegable Interval. La duración puede ser entre 5 y 60 minutos en incrementos de 1 minuto.
Configuración de la demanda de corriente	06113735 Current demand Window type Sliding Interval (min.) 15 External Neutral Voltage Tap Reg 3314 = 31	En la ventana Current demand/Interval (demanda de corriente/intervalo) indique la duración de la ventana de cálculo empleando las barras de desplazamiento en el menú desplegable Interval. la duración puede ser entre 5 y 60 minutos en incrementos de 1 minuto. El tipo de ventana de cálculo debe ser deslizante.
Indicador de calidad	06113736 Metering setup Power sign P + Total active Power 0.000 kW Power factor convention IEEE	Los indicadores cosφ y factor de potencia (PF) en la lengüeta Setup Services (configuración de servicios): Seleccione la convención de signo en la ventana Power factor sign (signo del factor de potencia). El ajuste por omisión para la convención de signo es la convención de IEEE.
Configuración del modo de acumulación de energía	06113737 Power demand Window type sliding Interval (min.) 15 Energy acc. mode absolute	Para configurar el modo de acumulación de energía en la lengüeta Services: Seleccione el modo de acumulación de energía en la ventana Energy Accu Mode. • Energía absoluta: Las energías suministrada y consumida se cuentan de manera positiva. • Energía con signo: La energía suministrada es valorada de manera negativa, la energía consumida es valorada de manera positiva. El ajuste por omisión para el modo de acumulación de energía es el modo de energía absoluta.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Configuración de alarmas

Acceda a la configuración y selección de alarmas empleando el software RSU bajo la lengüeta Alarms.



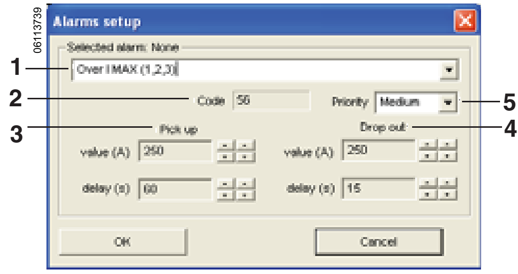
1. Alarma ya activada y configurada
2. Lista de posibles asignaciones de alarma
3. Funciones de alarmas

Activación de una alarma

1. Seleccione none para una asignación libre, por ejemplo, la primera línea disponible en la pantalla de la lengüeta Alarms.
2. Haga clic dos veces en none; la pantalla de configuración y selección de alarmas se mostrará:
3. Seleccione la alarma que desea activar del menú desplegable Alarm setup screen (pantalla de configuración de alarmas).
4. Una vez que la alarma ha sido seleccionada:
   —Si el ajuste por omisión es correcto, haga clic en OK (la alarma es activada en el menú desplegable de asignaciones con las funciones por omisión)

   —Para modificar el ajuste por omisión, configure las funciones de alarmas.

Pantalla de configuración de alarmas



1. Nombre de la alarma
2. Código de alarma
3. Funciones de activación (activación y retardo de tiempo)
4. Funciones de desactivación (desactivación y retardo de tiempo)
5. Nivel de prioridad

Configuración de las funciones de alarmas

Para obtener más detalles sobre la lista de alarmas, las gamas de ajustes y ajustes por omisión, consulte “Tablas de alarmas” en la página 73.

1. Configure el nivel de prioridad en la ventana Priority empleando la barra de desplazamiento (cuatro opciones).
2. Configure el valor del umbral de activación y el retardo de tiempo (si está presente) en las ventanas Pick up/value (activación/valor) Pick up/delay (activación/retardo) empleando las barras de desplazamiento.
3. Configure el valor del umbral de desactivación y el retardo de tiempo (si está presente) en las ventanas de Drop out/value (desactivación/valor) y Drop out/delay (desactivación/retardo) empleando las barras de desplazamiento.
4. Confirmar la configuración haciendo clic en OK. La alarma es activada en el menú desplegable de asignaciones con su nivel de prioridad y los valores de sus funciones de activación y desactivación.

Para las funciones con una amplia gama de ajustes, se encuentran disponibles dos barras de desplazamiento:

- Barra de desplazamiento izquierda para preajustes
- Barra de desplazamiento derecha para realizar ajustes precisos

A no ser que se configuren, las funciones permanece en su valor por omisión (excepto cuando el software RSU tenga que modificar el valor para evitar un conflicto de ajuste).

El software RSU supervisa las gamas de ajustes y prohibe los conflictos de ajustes (por ejemplo, si para una alarma el umbral de activación se configura por debajo del umbral de desactivación con una condición sobrevalorada, el software configura los umbrales en el mismo valor).

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

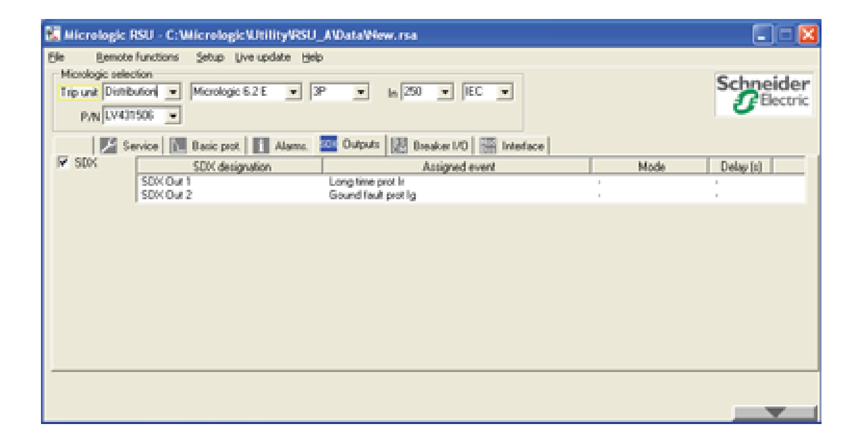
Modificación de una alarma	1. Haga clic dos veces en la alarma de la lista en la lengüeta (1) Alarms. 2. Modifique las funciones en el menú desplegable en la pantalla Alarm setup (configuración de alarmas). 3. Configure el valor del umbral de desactivación y el retardo de tiempo (si está presente) en las ventanas de Drop out/value (desactivación/valor) y Drop out/delay (desactivación/retardo) empleando las barras de desplazamiento. 4. Confirme haciendo clic en OK (las nuevas funciones de alarmas aparecen a la derecha del menú desplegable).
Eliminación de una alarma	1. Haga clic dos veces en la alarma en la lengüeta Alarms. 2. Seleccione none del menú desplegable en la pantalla Alarm setup. 3. Confirme haciendo clic en OK (none aparece en lugar de la alarma en el menú desplegable).

ESPAÑOL

Cómo configurar las funciones de salida del módulo SDx

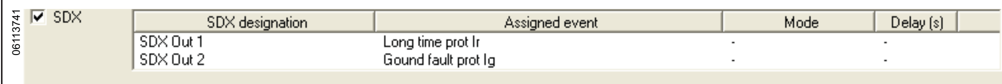
Todas las alarmas en un evento de disparo, falla y mantenimiento y todas las alarmas relacionadas con una medición, anteriormente activada en la lengüeta Alarms, pueden ser asignadas a una salida del módulo SDx.

Acceda a los ajustes de salida del módulo SDx empleando el software RSU bajo la lengüeta Service Output.



© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

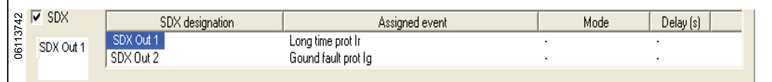
Lengüeta Outputs para la unidad de disparo Micrologic 6



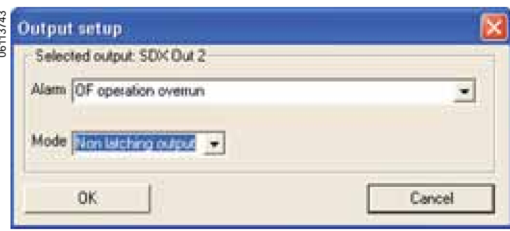
Asignación por omisión de las salidas del módulo SDx

- Unidad de disparo Micrologic 5:
  — Salida 1 es la indicación de una falla térmica (SDT).
  — Salida 2 es la prealarma de tiempo largo (PAL I_r)
- Unidad de disparo Micrologic 6:
  — Salida 1 es la indicación de una falla térmica (SDT) para las aplicaciones de distribución eléctrica. — Salida 2 es la indicación de una falla a tierra (SDG).

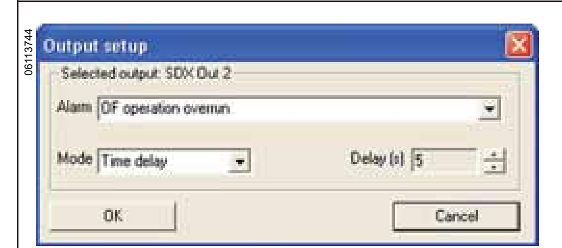
Asignación de una alarma a un módulo SDx



1. Seleccione la ventana Output Setup (configuración de salidas)Haga clic dos veces en la salida (Out1 o Out 2) que desea asignar. Aparece una ventana de configuración de salidas



2. Seleccione AlarmSeleccione la alarma que desea asignar a la salida del menú desplegable Alarm en la ventana Output setup. El menú desplegable contiene todas las alarmas en un evento de disparo, falla y mantenimiento y las alarmas relacionadas con las mediciones activadas en la lengüeta Alarms (consulte “Configuración de alarmas” en la página 86).



3. **Seleccione el modo de operación**
   Si es necesario, seleccione el modo de operación de salida del menú desplegable Mode.Si es necesario, ajuste el retardo de tiempo.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Sección 6—Indicadores de la unidad de disparo Micrologic™

Indicadores LED

Indicador local

LED	Descripción de los LED
Ready >15A, Alarm >90, >105 %Ir — 1 2 3	1. El LED Ready (verde) parpadea lentamente cuando la unidad de disparo electrónico está lista para brindar protección. 2. El LED de prealarma de sobrecarga (anaranjado) se ilumina cuando la carga excede el 90% del ajuste I_r. 3. El LED de alarma de sobrecarga (rojo) se ilumina cuando la carga excede el 105% del ajuste I_r.

ESPAÑOL

Funcionamiento del LED Ready

El LED Ready (verde) parpadea lentamente cuando la unidad de disparo electrónico está lista para brindar protección. indica que la unidad de disparo está funcionando correctamente.

NOTA: El LED Ready se ilumina en un valor igual a la suma de las corrientes del interruptor automático para cada fase y el neutro por encima de un valor límite. Este valor límite se encuentra arriba del LED Ready en la parte frontal de la unidad de disparo Micrologic.

Por ejemplo, una unidad de disparo Micrologic 5.2 de 40 A nominales tiene un valor límite de 15 A. Este valor límite puede ser:

- La suma de las intensidades de corrientes de fase de 5 A (tres fases equilibradas)
- 7,5 A en dos fases (la intensidad de la corriente en la tercera fase es cero)
- 5 A en una fase si el interruptor automático:
  - — Está instalado con un neutro distribuido
  - — Solamente tiene una fase cargada en una carga de una fase (la corriente en las otras dos fases es cero).

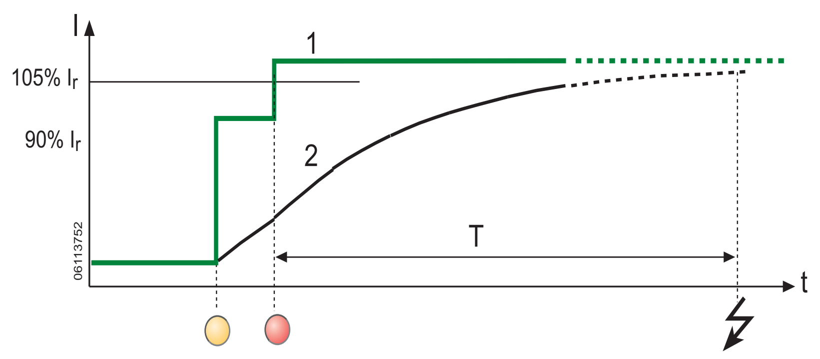
© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Funcionamiento del LED de prealarma y alarma (Protección de la distribución eléctrica)

Los indicadores LED de prealarma (anaranjado) y alarma (rojo) se activan en cuanto el valor de una de las corrientes de fase excede el 90% y 105% del ajuste de activación I_r respectivamente:

- Prealarma
  Si se excede el umbral de la prealarma en el 90% de I_r no tiene ningún efecto en la protección de tiempo largo.
- Alarma
  Si se cruza el umbral de la alarma en el 105% de I_r se activa la protección de tiempo largo (consulte “Protección de tiempo largo” en la página 31) con un retardo de tiempo de disparo que depende de:
  — El valor de la corriente en la carga
  — El ajuste del retardo de tiempo t_r



1. Corriente en la carga (fase más cargada)
2. Imagen térmica calculada por la unidad de disparo

NOTA: Si los LED de prealarma y alarma continúan iluminándose, proceda a desconectar la carga para evitar un disparo debido a una sobrecarga del interruptor automático.

Indicación en la pantalla de visualización Micrologic

Las pantallas de indicación muestran el estado de la instalación.

Cuando varias pantallas llegan simultáneamente, éstas se apilan de acuerdo con su nivel crítico:

- Configurada (alarmas: alta, mediana, baja o sin prioridad)
- Predefinida (evento de disparo y falla: prioridad alta o mediana)

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Pantallas múltiples

Tabla 37 – Apilamiento de pantallas

Nivel crítico	Pantalla
0-Ninguno	Pantalla principal
1	Pantalla de alarma Outx
2	Pantalla de falla interna (Err)
3	Pantalla de falla interna (Stop)
4-Alto	Pantalla de disparo

Por ejemplo:

Una alarma en una medición de tensión Outx, luego una falla interna Err ocurrió:

- La pantalla que se muestra es la de una falla interna, pantalla Err (nivel crítico = 2).
- Después de confirmar la pantalla de falla interna (Err), la pantalla de alarma Outx se muestra (nivel crítico = 1).
- Después de confirmar la pantalla de una falla interna Outx, la pantalla principal se muestra (nivel crítico = 0).

Pantallas de indicación, causa y respuesta

⚠ PELIGRO

PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA, EXPLOSIÓN O DESTELLO POR ARQUEO

- Si la unidad de disparo muestra una pantalla Stop sustituya la unidad Micrologic de inmediato.
- Si la unidad de disparo muestra una pantalla de falla, no cierre el interruptor automático sin antes haberlo inspeccionado y, si es necesario, reparar el equipo eléctrico en el lado de la carga.
- Utilice equipo de protección personal (EPP) apropiado y siga las prácticas de seguridad en trabajos eléctricos establecidas por su Compañía, consulte la norma 70E de NFPA y NOM-029-STPS.
- Solamente el personal eléctrico calificado deberá instalar y prestar servicio de mantenimiento a este equipo.
- Desenergice el equipo antes de realizar cualquier trabajo dentro o fuera de él.
- Siempre utilice un dispositivo detector de tensión nominal adecuado para confirmar la desenergización del equipo.
- Vuelva a colocar todos los dispositivos, las puertas y las cubiertas antes de energizar este equipo.

El incumplimiento de estas instrucciones podrá causar la muerte o lesiones serias.

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

⚠ PRECAUCIÓN

PELIGRO DE INFORMACIÓN INCORRECTA

Si la unidad de disparo muestra una pantalla Err sustituya la unidad Micrologic durante el próximo servicio de mantenimiento regular.

El incumplimiento de esta instrucción puede causar lesiones o daño al equipo.

El hecho de que una protección se haya disparado no significa que la causa de la falla en el equipo eléctrico en el lado de carga ha sido reparada.

1. Aísle la alimentación antes de inspeccionar el equipo eléctrico en el lado de carga.
2. Busque la causa de la falla.
3. Inspeccione y, si es necesario, repare el equipo en el lado de carga.
4. Inspeccione el equipo en el caso de un disparo por cortocircuito.
5. Cierre el interruptor automático de nuevo.

Para obtener más detalles sobre cómo diagnosticar un problema y volver a arrancar el equipo después de una falla, consulte el manual incluido con el interruptor automático.

Tabla 38 – Pantallas de indicación

Indicación	Causa	Respuesta	Pantalla
Indicación de funcionamiento correcto de la instalación	La pantalla principal muestra el valor de la corriente de fase más cargada.	—	I fase 2 **Ir tr Isd tsd Ii**(x In) 229 A N 1/A 2/B 3/⏚
Indicación de una falla interna de la unidad de disparo Micrologic	Una falla interna grave ha ocurrido en la unidad de disparo Micrologic. Esta falla dispara el interruptor automático. • Ya no es posible cerrar el interruptor automático. • La tecla Mode no puede acceder a las mediciones y ajustes • La pantalla St0P se convierte en la pantalla principal	La pantalla St0P no puede ser confirmada con la tecla OK . Sustituya la unidad de disparo de inmediato.	Stop **Ir tr Isd tsd Ii**(x In) St0P N 1/A 2/B 3/⏚

Continúa en la siguiente página

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 38 – Pantallas de indicación *(continuación)*

Indicación de una falla interna de la unidad de disparo Micrologic	Una falla interna en la unidad de disparo Micrologic, temporal o permanente, ha ocurrido sin que el interruptor automático se dispare. • La falla no afecta las protecciones de la unidad de disparo. • La tecla Mode puede acceder a las mediciones y ajustes • La pantalla Err se convierte en la pantalla principal si la falla es permanente	Presione la tecla OK dos veces: OK Validación Confirmación OK La pantalla principal se muestra. • Si la pantalla principal muestra el valor de la corriente, la falla de la unidad de disparo fue temporal. • Si la pantalla principal muestra Err, la falla de la unidad de disparo es permanente. Sustituya la unidad de disparo durante el próximo servicio de mantenimiento regular.	Err Ir tr Isd tsd Ii(x In) Reset? OK Err N 1/A 2/B 3/ ⏚
Indicación de alarma Interruptor automático con la opción de módulo SDx	• Una alarma configurada en el módulo SDx en modo de enganche permanente no ha sido confirmada (consulte “Confirmación de modo de enganche” en la página 79) o bien, la solicitud de confirmación se realizó cuando la alarma todavía estaba activada.	Compruebe la causa de la alarma. Presione la tecla OK dos veces: OK Validación Confirmación OK La pantalla principal (valor de la corriente de la fase más cargada) se muestra.	Outx Ir tr Isd tsd Ii(x In) Reset? OK Out1 N 1/A 2/B 3/ ⏚
Indicación de descarga del firmware de la pantalla	La unidad de disparo Micrologic está esperando o descargando el firmware usando el software RSU (duración: 3 minutos aprox.) • Las protecciones de la unidad de disparo todavía están funcionando. • El acceso a las mediciones y ajustes (empleando los selectores o terminal de programación y ajustes de la unidad de disparo Micrologic, o empleando la opción de comunicación) ha sido interrumpido. Si el mensaje de inicialización continúa después de varios intentos de descarga, sustituya la unidad de disparo Micrologic.	Para obtener más detalles sobre la entrega y descarga del firmware, consulte Configuración de funciones empleando el software RSU y *RSU Software Online Help* (ayuda en línea sobre el software RSU).	Outx Ir tr Isd tsd Ii(x In) boot N 1/A 2/B 3/ ⏚

Continúa en la siguiente página

ESPAÑOL

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Tabla 38 – Pantallas de indicación *(continuación)*

Indicación de fallas con la unidad de disparo Micrologic 5 y 6 Para obtener más información acerca de las definiciones de las protecciones contra fallas relacionadas con las indicaciones, consulte "" en la página 31.	Disparado por la protección de tiempo largo • Flecha hacia arriba señalando hacia Ir • El valor de apertura se muestra	Presione la tecla OK dos veces: OK Validación Confirmación OK	Corriente de apertura I_r **Ir tr Isd tsd Ii**(x In) 930 A **Reset? OK** N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Disparado por la protección de tiempo corto: • Flecha hacia arriba señalando hacia Isd • El valor de apertura se muestra	Presione la tecla OK dos veces: OK Validación Confirmación OK	Corriente de apertura pico I_{sd} **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) 18 k **Reset? OK** N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Disparado por la protección instantánea o protección por reflejo: • Flecha hacia arriba señalando hacia Ii • El valor de apertura se muestra	Presione la tecla OK dos veces: OK Validación Confirmación OK	Corriente de apertura pico Ii **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) 23 k **Reset? OK** N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Disparado por la protección instant ánea integrada • Flecha hacia arriba señalando hacia Ii • Se muestra triP	Presione la tecla OK dos veces: OK Validación Confirmación OK	**Ir tr Isd tsd Ii** (x In) triP **Reset? OK** N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Micrologic 6 Disparado por la protección contra fallas a tierra: • Flecha hacia arriba señalando hacia Ig • Se muestra triP	Presione la tecla OK dos veces: OK Validación Confirmación OK	**Ir tr Isd tsd Ii Ig tg** triP **Reset? OK** N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Disparado debido a la falta de la opción ENCT. Instale la opción ENCT, o bien, conecte un puente entre las terminales T1 y T2 en la unidad de disparo Micrologic.	Presione la tecla OK dos veces: OK Validación Confirmación OK	**Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Enct **Reset? OK** N 1/A 2/B 3/ ⏚

Valores según la convención de IEC

El valor cos φ máx corresponde al valor mínimo del cos φ de carga, ya sea capacitiva o inductiva. Esto proporciona al usuario información sobre cómo está funcionando el equipo desde un punto de vista de costo.

No utilice el valor de cos φ solamente para decidir si instala o no inductancias o capacitores para aumentar su valor.

Si ocurre una situación crítica, la alarma en el cos φ envía una alerta según la convención de IEC integrada en la unidad de disparo Micrologic. Emplee esta alarma, relacionada con una alarma que define el tipo de carga o el cuadrante de operación, para supervisar las dos situaciones críticas automáticamente.

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Configuración de las alarmas Cos φ según la convención de IEEE

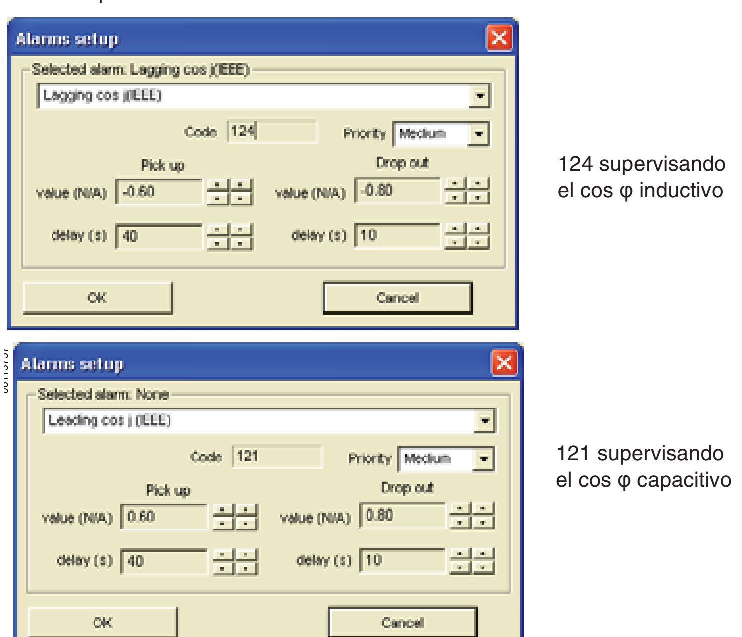
Supervise el indicador cos φ para controlar la potencia:

- Cuando la potencia inicia, un valor demasiado alto de cos φ (inductivo), por ejemplo más que – 0,6, resulta en multas. El valor de compensación capacitivo determina el valor de la potencia reactiva Qfund.
- Cuando la potencia para, un valor demasiado bajo de cos φ (capacitivo), por ejemplo menos que +0,6, resulta en multas. Desconecte el elemento de compensación capacitivo.

Dos alarmas supervisan los indicadores:

- Alarma 124 (supervisión del cos φ inductivo) en una condición sobrevalorada para la operación en el cuadrante 1 (energía reactiva inductiva consumida)
- Alarma 121 (supervisión del cos φ capacitivo) en una condición subestimada para la operación en el cuadrante 4 (energía reactiva capacitiva consumida)

Para configurar y supervisar el cos φ (códigos 121 y 124) según la convención de IEEE empleando el software RSU.



Cómo configurar las salidas del módulo SDx

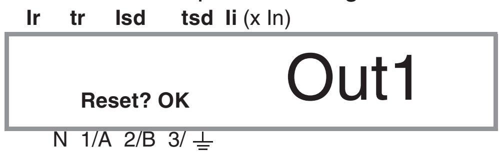
Las dos alarmas definidas pueden cada una estar relacionadas con una salida del módulo SDx (consulte “Cómo configurar las funciones de salida del módulo SDx” en la página 87).

- Con la salida Out1, código de alarma 124 (supervisión del cos φ inductivo)
- Con la salida Out2, código de alarma 121 (supervisión del cos φ capacitivo)

Al iniciar la potencia en t2, la carga que se retrasa demasiado activa la salida Out1 (la salida debe ser configurada en modo de enganche permanente).

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

La unidad de disparo Micrologic muestra:



Confirmación de la pantalla Out1

ESPAÑOL

La pantalla Out1 puede únicamente ser confirmada si la alarma ya no está activada.

Después del arranque de la compensación capacitiva, la alarma ya no está activada.

Presione la tecla OK dos veces para confirmar la salida Out1:

Confirmación OK



Confirmar

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Sección 7—La red de comunicación

Comunicación de los interruptores automáticos

Los interruptores automáticos PowerPact™ marcos H, J y L con unidades de disparo Micrologic™ pueden ser integrados a una red de comunicación usando el protocolo Modbus™. Utilice datos transmitidos por la red de comunicación para proporcionar supervisión para una instalación.

Esta red de comunicación ofrece las opciones de:

- Lectura remota:
  - — El estado del interruptor automático
  - — Mediciones
  - — Información de asistencia para el funcionamiento
- Control del interruptor automático remotamente

Para obtener más información sobre la red de comunicación Modbus, consulte el manual de usuario específico del interruptor automático.

Para obtener más información acerca de la red de comunicación Modbus, consulte el boletín 0611IB1302 *Guía de comunicación Modbus*.

ESPAÑOL

Lectura remota del estado del interruptor automático

La lectura remota del estado del interruptor automático está accesible para todos los interruptores automáticos equipados con un BSCM. Los siguientes datos están disponibles a través de la red comunicación:

- Posición abierto/cerrado (OF)
- Indicador de disparo (SD)
- Indicador de falla eléctrica (SDE)

Para obtener más información, consulte el boletín incluido con el interruptor automático.

Lectura remota de las mediciones

Acceda a la lectura de mediciones a través de las unidades de disparo Micrologic 5 y 6. Para obtener más información acerca de las mediciones, consulte “Función de medición” en la página 45.

Lectura remota de la información de asistencia para el funcionamiento

Acceda a la lectura de asistencia para el funcionamiento a través de las unidades de disparo Micrologic 5 y 6. La siguiente información de asistencia para el funcionamiento está disponible:

- Ajustes de alarma y protección (consulte “Software de la herramienta de utilidad para configuración remota (RSU)” en la página 80)
- Historial y tablas de eventos con registro de hora (consulte “Historial e información con la hora registrada” en la página 98)
- Indicadores de mantenimiento (consulte “Indicadores de mantenimiento” en la página 98)

Control remoto del interruptor automático

El control remoto del interruptor automático está accesible para cualquier interruptor automático con una unidad de disparo Micrologic, un BSCM y un

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

mecanismo del motor con módulo de comunicación. Los siguientes comandos están disponibles a través de la red comunicación:

- Apertura del interruptor automático
- Cierre del interruptor automático
- Restablecimiento del interruptor automático

Para obtener más información, consulte el boletín incluido con el interruptor automático.

ESPAÑOL

Historial e información con la hora registrada

Historial

Las unidades de disparo Micrologic generan tres tipos de historial:

- Historial de alarmas relacionadas con las mediciones (las últimas diez alarmas registradas)
- Historial de disparos (los últimos 18 disparos registrados)
- Historial de operaciones de mantenimiento (las últimas 10 operaciones registradas)

Información con la hora registrada

La información con la hora registrada muestra las fechas para información importante, por ejemplo, ajustes de protección anteriores y valores máximo/mínimo de tensión, corriente y frecuencia de red.

La tabla de información con la hora registrada describe:

- Las configuraciones de protección anteriores y fechas correspondientes
- Los valores mínimo y máximo de las mediciones de tensión y fechas correspondientes
- Los valores máximos de las mediciones de corriente y fechas correspondientes
- Los valores mínimo y máximo de las frecuencias de la red y fechas correspondientes

La hora en que los valores mínimo y máximo fueron restablecidos también se encuentra disponible.

Indicadores de mantenimiento

Contadores del BSCM

Los contadores incorporados en el BSCM generan información relacionada con el número de operaciones de contactos secos. Estos contactos secos califican:

- El número de operaciones de apertura/cierre (contacto OF) y operaciones de apertura durante una falla (contactos SD y SDE) en el interruptor automático PowerPact marco H, J o L
- El número de operaciones de cierre, apertura y restablecimiento en el mecanismo del motor

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

Contadores de la unidad de disparo Micrologic

El acceso a los contadores de mantenimiento incorporados en la unidad de disparo Micrologic es a través de la opción de comunicación.

- Los contadores son asignados a cada tipo de protección:
  - — Protección de tiempo largo
  - — Protección de tiempo corto
  - — Protección contra fallas a tierra
- Diez contadores son asignados a las alarmas relacionadas con las mediciones. Estos contadores se restablecen si la alarma es reconfigurada.
- Un contador indica el número de horas de funcionamiento. Este contador se actualiza cada 24 horas.
- Cuatro contadores son asignados al perfil de carga: Cada uno cuenta el número de horas de funcionamiento por sección de carga (por ejemplo, un contador indica el número de horas de funcionamiento para la sección de carga, 50 a 79% de I_n).
- Seis contadores son asignados al perfil de la temperatura: Cada uno cuenta el número de horas de funcionamiento por gama de temperatura (por ejemplo, un contador indica el número de horas de funcionamiento para la gama temperatura de 50 a 79% de I_n).
- Utilice los contadores de mantenimiento para ingresar información cuantitativa acerca de las operaciones realizadas en la unidad de disparo Micrologic (por ejemplo, el número de pruebas de disparo) o bien, el estado de las unidades de disparo Micrologic (por ejemplo, el número de pantallas de error u operaciones de bloqueo/desbloqueo de los ajustes de protección).
- Un contador indica la cantidad de desgaste en los contactos del interruptor automático como un porcentaje. Cuando este número alcanza el 100%, los contactos deben cambiarse.

ESPAÑOL

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

H

I

L

M

N

O

P

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

R

S

T

U

V

Z

ESPAÑOL

 © 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

ESPAÑOL

Importado en México por:
Schneider Electric México, S.A. de C.V.
Av. Ejercito Nacional No. 904
Col. Palmas, Polanco 11560 México, D.F.
55-5804-5000
www.schneider-electric.com.mx

Normas, especificaciones y diseños pueden cambiar, por lo tanto pida confirmación de que la información de esta publicación está actualizada.

Schneider Electric y Square D son marcas comerciales de Schneider Electric Industries SAS o sus compañías afiliadas. Todas las otras marcas comerciales son propiedad de sus respectivos propietarios.

© 2011–2015 Schneider Electric Reservados todos los derechos

48940-312-01, Rev. 04, 07/2015
Reemplaza Put !ECN or !RN variable here.

Déclencheurs électroniques Micrologic^{MC} 5 et 6—Guide de l'utilisateur

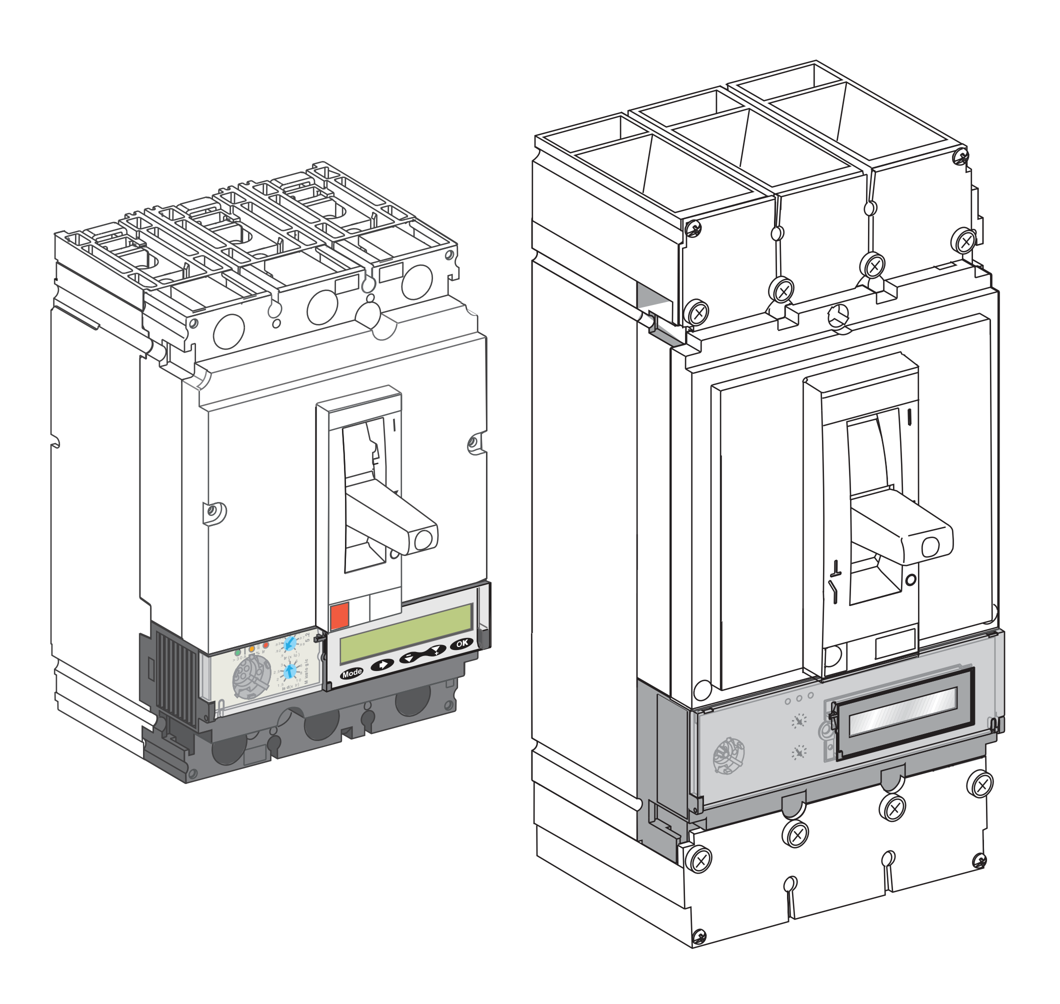
pour les disjoncteurs PowerPact^{MC} à châssis H, J et L

Directives d'utilisation

48940-312-01
Rév. 04, 07/2015

À conserver pour usage ultérieur.

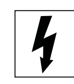
FRANÇAIS





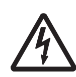
Catégories de dangers et symboles spéciaux

Lisez attentivement ces directives et examinez l'appareillage pour vous familiariser avec son fonctionnement avant de faire son installation ou son entretien. Les messages spéciaux suivants peuvent apparaître dans les présentes directives ou sur l'appareil pour avertir l'utilisateur de dangers potentiels ou pour attirer l'attention sur des informations qui clarifient ou simplifient une procédure.




L'ajout d'un de ces deux symboles à une étiquette de sécurité de « Danger » ou d'« Avertissement » indique qu'un danger électrique existe et qu'il peut entraîner des blessures corporelles si les directives ne sont pas respectées.

ANSI




IEC



Ceci est le symbole d'alerte de sécurité. Il est utilisé pour vous alerter de dangers de blessures corporelles potentielles. Veuillez vous conformer à tous les messages de sécurité qui suivent ce symbole pour éviter une blessure ou la mort.

⚠ DANGER

DANGER indique une situation de danger imminent qui, si elle n'est pas évitée **entraînera** la mort ou des blessures graves.

⚠ AVERTISSEMENT

AVERTISSEMENT indique une situation de danger potentiel qui, si elle n'est pas évitée, **peut entraîner** la mort ou des blessures graves.

⚠ ATTENTION

ATTENTION indique une situation de danger potentiel qui, si elle n'est pas évitée, **peut entraîner** des blessures mineures ou modérées.

AVIS

AVIS est utilisé pour aborder des pratiques ne concernant pas les blessures. Le symbole d'alerte de sécurité n'est pas utilisé avec ce mot de signal.

REMARQUE : Fournit des renseignements complémentaires pour clarifier ou simplifier une procédure.

Veuillez noter

Seul un personnel qualifié doit effectuer l'installation, l'utilisation, l'entretien et la maintenance du matériel électrique. Schneider Electric n'assume aucune responsabilité des conséquences éventuelles découlant de l'utilisation de cette documentation.

Avis FCC

Cet appareil a subi des essais et a été reconnu conforme aux limites des appareils numériques de classe A, suivant le paragraphe 15 de la réglementation FCC (Commission fédérale des communications des É.-U.). Ces limites sont conçues pour fournir une protection raisonnable contre les interférences nuisibles lorsqu'un appareil est employé dans un milieu commercial. Cet appareil produit, utilise et peut rayonner de l'énergie radioélectrique et, s'il n'est pas installé ou utilisé conformément au mode d'emploi, il peut provoquer des interférences nuisibles aux communications radio. Le fonctionnement de cet appareil dans une zone résidentielle est susceptible de provoquer des interférences nuisibles, auquel cas l'utilisateur est obligé de corriger les interférences à ses propres frais. Cet appareil numérique de la classe A est conforme à la norme ICES-003 du Canada.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

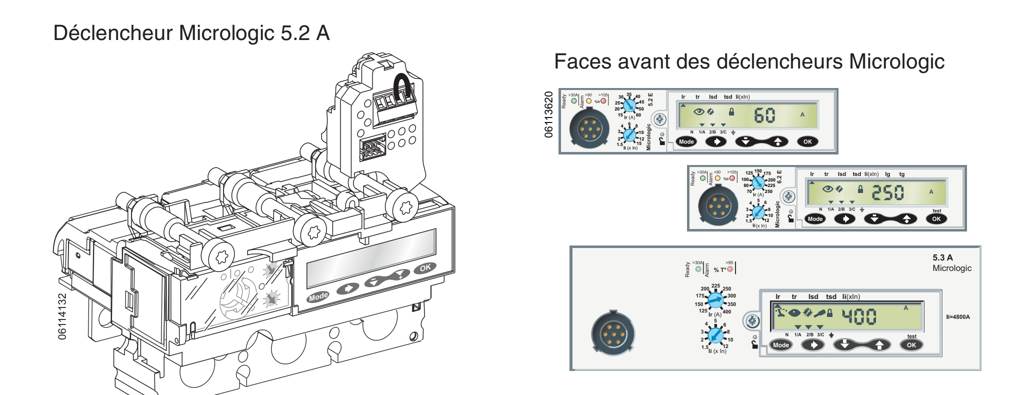
 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Section 1—Généralités

Introduction

Les déclencheurs électroniques Micrologic^MC 5 et 6 offrent :

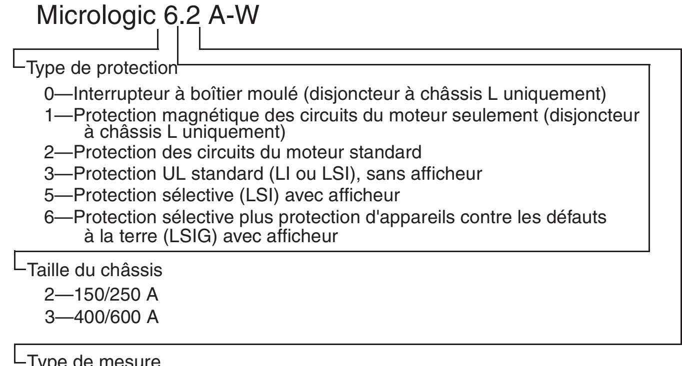
- Fonctions de déclenchement réglables sur les disjoncteurs à déclencheur électronique
- Protection du système de distribution d'électricité ou d’applications spécifiques
- Mesures des valeurs instantanées et de demande
- Mesures des kilowatts-heures
- Informations sur le fonctionnement (telles que les valeurs de demande crête, les alarmes personnalisées ou les compteurs de fonctionnement)
- Communication



Déclencheur Micrologic 5.2 A

Faces avant des déclencheurs Micrologic

Le nom du produit spécifie la protection fournie par le déclencheur.



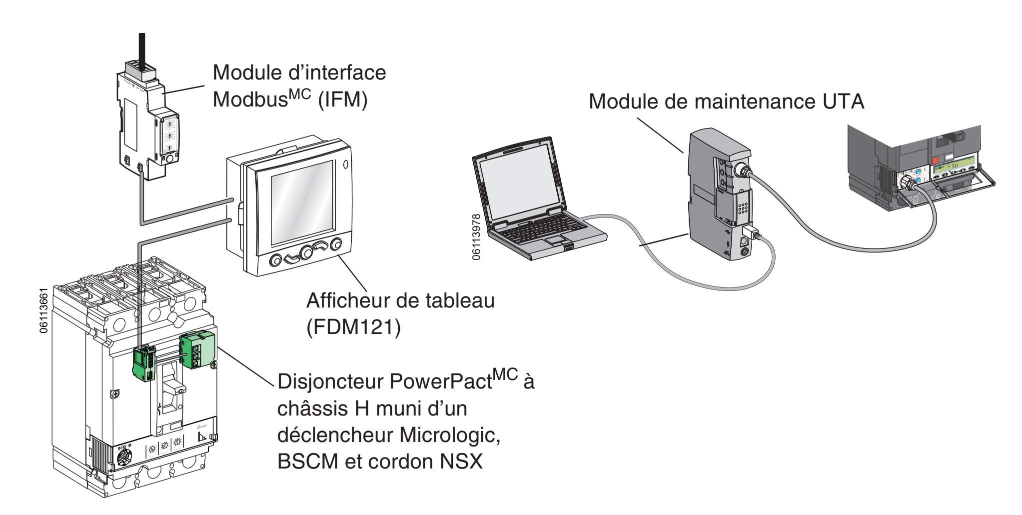
Type de mesure

A—Founit la protection plus les mesures par ampèremètre
E—Founit la protection plus les mesures d'énergie
S—Founit la protection LSI avec un retard de longue durée fixe et un retard de courte durée fixe
W—Critique (sélectivité)

Les déclencheurs Micrologic peuvent être configurés pour communiquer avec d’autres dispositifs. Pour des renseignements sur le module de maintenance et le module d’interface Modbus^MC (IFM), voir le catalogue des produits et le guide de l’utilisateur des disjoncteurs.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés



Pour des renseignements complets au sujet des modèles de disjoncteurs, des tailles de châssis, des valeurs nominales d'interruption et des déclencheurs disponibles, voir le catalogue des produits.

Ce manuel décrit le fonctionnement des déclencheurs Micrologic 5 et 6.

Pour obtenir des informations supplémentaires, consulter les guides de l’utilisateur disponibles sur le site Web de Schneider ElectricMC :

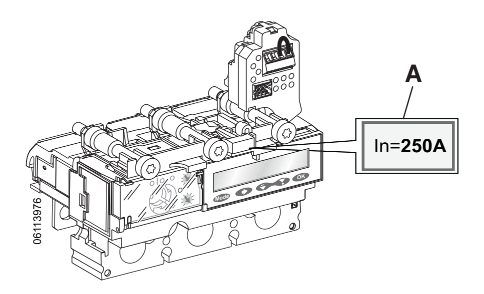
- Directives no 48940-310-01 : *Déclencheurs électroniques MicrologicMC 1, 2 et 3—Guide de l’utilisateur*
- Directives no DOCA0088FR : *Afficheur FDM121 pour disjoncteur BT—Guide de l’utilisateur*
- Directives no DOCA0037FR : *FDM128 - Afficheur pour 8 appareils BT—Guide de l’utilisateur*

Pour accéder à notre site Web aller à :
http://www.schneider-electric.com

Pour une assistance concernant les applications, appeler le 1-888-778-2733 (É.-U).

Valeur nominale I_n

La valeur I_n (A) du déclencheur est visible sur la face avant du disjoncteur quand le déclencheur est installé. La valeur nominale I_n (en ampères) du déclencheur est la valeur maximale du déclencheur.



Pour les versions avec protecteur de circuit du moteur, la gamme de courant à pleine charge (FLA) est affichée.

Exemple :

Déclencheur de 250 A

- Valeur nominale du capteur I_n : 250 A

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Alimentation de contrôle

Le courant traversant le disjoncteur fournit l'alimentation pour le fonctionnement du déclencheur Micrologic, assurant une protection si le déclencheur n'est pas alimenté de façon externe.

Une alimentation externe de 24 Vcc est disponible en option pour le déclencheur Micrologic pour :

- Modifier les valeurs de réglage lorsque le disjoncteur est ouvert
- Afficher les mesures lorsque le disjoncteur est fermé mais que le courant traversant le disjoncteur est faible (15 à 50 A selon la valeur nominale)
- Continuer à afficher la raison du déclenchement et le courant de coupure lorsque le disjoncteur est ouvert

Sans l'alimentation externe de 24 Vcc en option, le déclencheur Micrologic ne fonctionne que lorsque le disjoncteur est fermé. Lorsque le disjoncteur est ouvert ou que le courant traversant le disjoncteur est faible, le déclencheur Micrologic n'est pas alimenté et l'afficheur s'éteint.

L'alimentation externe de 24 Vcc est disponible pour le déclencheur quand il est raccordé à un autre module dans le système ULP [module d'interface Modbus (IFM), afficheur de tableau (FDM121) ou module de maintenance].

Lorsque le déclencheur Micrologic n'est pas raccordé à un module ULP, il peut être raccordé directement à une alimentation externe de 24 Vcc à l'aide du bornier optionnel d'alimentation de 24 Vcc.

Rétro-éclairage

Lorsque le déclencheur Micrologic est alimenté par une alimentation externe de 24 Vcc, l'afficheur du déclencheur a un rétro-éclairage blanc qui a :

- Une basse intensité continuellement
- Une haute intensité pendant 1 minute après avoir appuyé sur une des touches du terminal d'exploitation

Le rétro-éclairage de l'afficheur est :

- Désactivé si la température dépasse 65 °C (149 °F)
- Réactivé dès que la température redescend en dessous de 60 °C (140 °F)

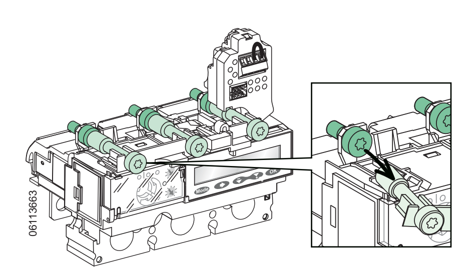
Sur les déclencheurs alimentés par le vérificateur de poche, l'afficheur n'est pas rétro-éclairé.

Installation du déclencheur

Le déclencheur est conçu pour faciliter l'installation et le remplacement sur place (pour les disjoncteurs qui offrent cette possibilité) :

- Aucun raccordement à faire
- Installation possible avec un tournevis standard Torx T25
- Un capuchon mécanique assure la compatibilité du déclencheur
- Les vis à couple de serrage limité assurent un montage sécurisé

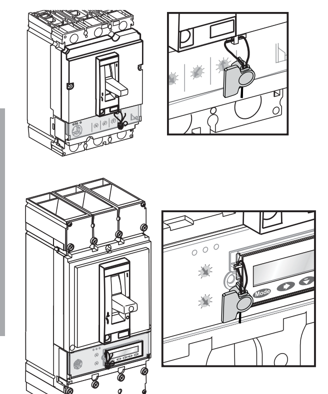
 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés



Pour des renseignements d’installation, voir les directives d’utilisations expédiées avec le déclencheur pouvant s’installer sur place (FITU).

REMARQUE : Après l’installation, les têtes de vis sont accessibles si bien que le déclencheur peut être retiré si nécessaire.

Scellement du déclencheur



Le couvercle transparent sur les déclencheurs Micrologic peut être scellé.

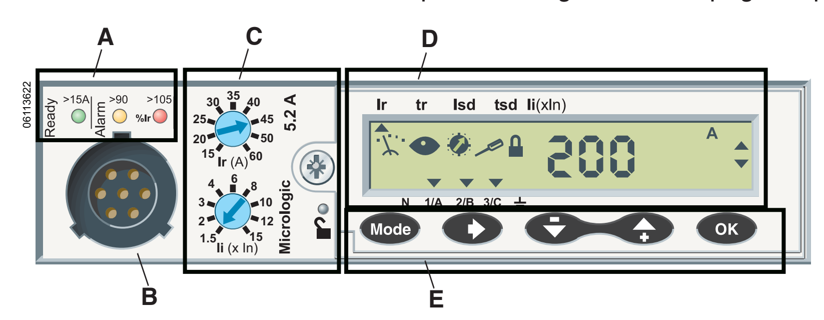
- Un couvercle scellé empêche toute modification des réglages de protection.
- Un couvercle scellé empêche l’accès au point d’essai.
- Les réglages et mesures de protection peuvent toujours être lus sur le terminal d’exploitation.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Agencement du déclencheur Micrologic

Face avant du déclencheur

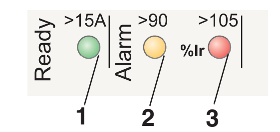
Utiliser l'écran d'affichage et le terminal d'exploitation du déclencheur pour configurer les options du déclencheur ou vérifier les mesures du système. Voir « Principes de navigation » à la page 13 pour des informations supplémentaires.



A. DÉL d’indication
B. Point d'essai
C. Cadrans pour le préréglage des fonctions de protection et un micro-interrupteur pour le verrouillage des réglages de protection
D. Afficheur à cristaux liquides (LCD)
E. Terminal d'exploitation

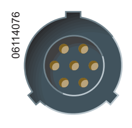
A. Les DÉL d’indication

- indiquent l’état du déclencheur
- varient dans leurs significations en fonction du type de déclencheur



1. DÉL Ready (verte) : Clignote lentement quand le déclencheur électronique est prêt à fournir une protection.
2. DÉL de pré-alarme contre une surcharge (orange) : S’allume quand la charge dépasse 90 % du réglage I_r.
3. DÉL d'alarme de surcharge (rouge) : S’allume quand la charge dépasse 105 % du réglage I_r.

B. Point d'essai

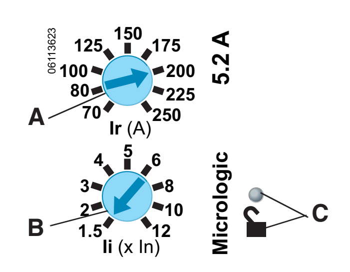


Utiliser le point d’essai pour :

— raccorder un vérificateur de poche pour un essai local du déclencheur Micrologic

— raccorder le module de maintenance UTA pour essayer, régler le déclencheur Micrologic et pour les diagnostics d’installation

C. Cadrans et micro-interrupteur



A. Cadran d’enclenchement (Ir) présélectionné (déclencheur de distribution uniquement). Établit le niveau du courant continu maximum du disjoncteur. Si le courant dépasse cette valeur, le disjoncteur se déclenche après la temporisation prédéfinie.
B. Cadran instantané (Ir) présélectionné (déclencheur de distribution uniquement) Établit le réglage de la valeur d'enclenchement de déclenchement instantané pour les phases et pour le neutre (déclencheur avec l'option ENCT et la protection du neutre active).
C. Micro-interrupteur de verrouillage/déverrouillage des réglages de protection

La face avant du déclencheur possède deux cadrans pour le préréglage des fonctions de protection et un micro-interrupteur pour le verrouillage/déverrouillage des réglages de protection. Pour les déclencheurs de distribution, les cadrans servent au réglage de la protection de longue durée et instantanée.

Protection de longue durée :

- protège les appareils contre les surcharges
- est standard sur les déclencheurs de distribution
- utilise la mesure de l’intensité RMS réelle

FRANÇAIS

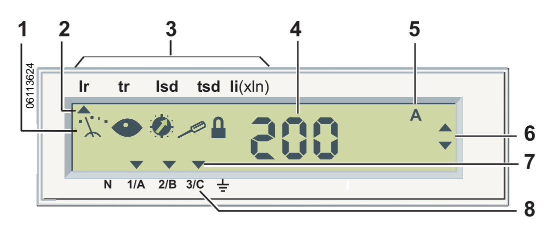
© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Protection instantanée :

- protège les appareils contre les courants de défaut
- est standard sur les déclencheurs de distribution
- a un réglage de la valeur d’enclenchement pour les phases et pour le neutre (déclencheur avec l’option de transformateur externe de courant du neutre (ENCT) et la protection du neutre active)
- utilise la mesure de l’intensité RMS réelle

Les déclencheurs sont expédiés avec le commutateur d’enclenchement de longue durée réglé au réglage maximum et tous les autres commutateurs à leurs réglages les plus bas. Tous les réglages de protection évoluée sont désactivés (off).

D. Afficheur à cristaux liquides (LCD)



1. 5 pictogrammes : Mesure, Lecture, Protection, Réglage, Verrouillage. La façon dont les pictogrammes sont combinés définit le mode.
2. Un pointeur haut pointe vers la fonction de protection actuellement définie
3. Liste des fonctions de protection selon le type de déclencheur Micrologic.
4. Valeur de la quantité mesurée
5. Unité de la quantité mesurée.
6. Pointeurs de navigation
7. Les pointeurs bas pointent vers les phases sélectionnées, le neutre ou la terre
8. Phases (1/A, 2/B, 3/C), neutre (N) et terre

FRANÇAIS

L’afficheur LCD fournit les informations nécessaires à l’utilisation du déclencheur. La liste des fonctions de protection varie selon le type de déclencheur Micrologic.

Sur les déclencheurs Micrologic alimentés par une alimentation externe de 24 Vcc, l’afficheur du déclencheur a un rétro-éclairage blanc qui est :

- d’une intensité basse continuellement
- d’une intensité haute pendant 1 minute après avoir appuyé sur une des touches du terminal d’exploitation
- désactivé si la température dépasse 65 °C (149 °F)
- réactivé dès que la température redescend au dessous de 60 °C (140 °F)

REMARQUE : Sur les déclencheurs alimentés par le vérificateur de poche, l’afficheur n’est pas rétro-éclairé.

E. Terminal d'exploitation

Utiliser le terminal d'exploitation à 5 touches pour la navigation.

Touche	Description
Mode	Mode : Sélection du mode
	Défilement : Navigation de défilement
	Arrière : Navigation arrière (mesure) ou - (réglage des fonctions de protection)
	Avant : Navigation avant (mesure) ou + (réglage des fonctions de protection)
OK	OK : Validation

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Économiseur d'écran

L'économiseur d'écran affiche le courant instantané passant par la phase la plus lourdement chargée (mode de lecture de mesure instantanée).

L'afficheur du Micrologic revient automatiquement à l'économiseur d'écran :

- En mode cadenas verrouillé, 20 secondes après la dernière action sur le terminal d'exploitation
- En mode cadenas déverrouillé, 5 minutes après la dernière action sur le terminal d'exploitation ou sur les cadrans

Principes de navigation

Verrouillage et déverrouillage des Réglages

Tableau 1 – Réglages de protection

Afficheur	Description
🔒	Cadenas verrouillé. les réglages de protection sont verrouillés.
🔓	Cadenas déverrouillé. les réglages de protection sont déverrouillés.

Les réglages de protection sont verrouillés quand le couvercle transparent est fermé et scellé pour empêcher l'accès aux cadrans de réglage et au micro-interrupteur de verrouillage/déverrouillage.

Un pictogramme sur l'afficheur indique si les réglages de protection sont verrouillés ou non :

Pour déverrouiller les réglages de protection :

1. Ouvrir le couvercle transparent.
2. Appuyer sur le micro-interrupteur de verrouillage/déverrouillage ou tourner l'un des cadrans de réglage

Pour verrouiller les réglages de protection, appuyer de nouveau sur le micro-interrupteur de verrouillage/déverrouillage.

Les réglages de protection se verrouillent aussi automatiquement cinq minutes après avoir appuyé sur une touche du terminal d'exploitation ou avoir tourné l'un des cadrans sur le déclencheur Micrologic.

Modes du déclencheur

Les renseignements s'affichent sur le déclencheur Micrologic en fonction de son mode. Les modes disponibles dépendent :

- du verrouillage des réglages de protection
- de la version du déclencheur

Une combinaison de pictogrammes définit le mode :

- Mesure
- Lecture
- Protection
- Réglage
- Verrouillage

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 2 – Modes possibles

Pictogrammes	Mode accessible
ou	• Lecture des mesures instantanées • Lecture et remise à zéro du compteur de kilowatts-heures
Max Reset? OK ou Max Reset? OK	Lecture et remise à zéro de demande crête
	Lecture des fonctions de protection
	Réglage des fonctions de protection
	Lecture d'état du neutre
	Réglage d'état du neutre

FRANÇAIS

Sélection du mode

La sélection d'un mode se fait par appuis successifs sur la touche Mode.

- Le défilement des modes est cyclique.
- Appuyer sur le micro-interrupteur de verrouillage/déverrouillage pour commuter entre le mode de lecture et le mode de réglage.

Mode de lecture

REMARQUE : Quand l'icône de lecture est visible, les réglages de protection ne peuvent pas être modifiés.

Appuyer sur le bouton Mode de façon successive pour faire défiler les écrans de mesure. Le défilement est cyclique.

Utiliser les boutons de navigation , et pour sélectionner l'écran de mesure pour chacune des phases:

Le pointeur bas indique la phase relative à la valeur de la mesure affichée.

N 1/A 2/B 3/ ⏚

Les pointeurs sur deux phases indiquent que la valeur entre phases est mesurée:

N 1/A 2/B 3/ ⏚

Les pointeurs sur trois phases indiquent que l'alimentation totale est mesurée:

N 1/A 2/B 3/ ⏚

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Figure 1 – Écran de lecture

Tableau 3 – Écrans de mesure

Déclencheur	Mode	Ordre	Description de l'écran	Unité	Pointeur
Micrologic A (ampèremètre)	ou	1	Lecture en valeur RMS instantanée : • des trois courants de phase I_A, I_B et I_C	A	Le pointeur bas indique le conducteur (phase, neutre ou terre) correspondant à la valeur lue. N 1/A 2/B 3/
		2	• Courant de défaut à la terre (Micrologic 6)	% I_g	
		3	• Courant du neutre I_N (avec TC externe du neutre [ENCT] en option)	A	
	Max Reset? OK ou Max Reset? OK	4	Lecture et remise à zéro de : • Maximum $I_{i\ max}$ pour les trois courants de phase	A	Le pointeur bas indique le conducteur (phase, neutre ou terre) correspondant à la valeur lue. N 1/A 2/B 3/
		5	• Courant maximum de défaut à la terre (déclencheur Micrologic 6)	% I_g	
		6	• Maximum $I_{N\ max}$ pour le courant du neutre (avec ENCT en option)	A	

Page suivante

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 3 – Écrans de mesure *(suite)*

Déclencheur	Mode	Ordre	Description de l'écran	Unité	Pointeur
Micrologic E (énergie)	ou	1	Lecture en valeur RMS instantanée : • des trois courants de phases A, B et C	A	Le pointeur bas indique le conducteur (phase, neutre ou terre) correspondant à la valeur lue. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		2	• Courant de défaut à la terre (déclencheur Micrologic 6)	% I_g	
		3	• Courant du neutre I_N (avec ENCT en option)	A	
		4	Lecture en valeur RMS instantanée : • Tensions phase-phase V_{AB}, V_{BC} et V_{CA} • Tensions phase-neutre V_{AN}, V_{BN} et V_{CN} (avec un dérivateur de tension externe du neutre [ENVT] en option)	V	Le pointeur bas indique le conducteur (phase, neutre ou terre) correspondant à la valeur lue. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		5	Lecture de la puissance active totale P_{tot}	kW	
		6	Lecture de la puissance apparente totale S_{tot} sur les trois conducteurs de phases.	kVA	
		7	Lecture de la puissance réactive totale Q_{tot}	kvar	
	Max Reset? OK ou Max Reset? OK	8	Lecture et remise à zéro du compteur d'énergie active E_p	kWh, MWh	
		9	Lecture et remise à zéro du compteur d'énergie apparente E_s	kVAh, MVAh	
		10	Lecture et remise à zéro du compteur d'énergie réactive E_q	kvarh, Mvarh	
	ou	11	Lecture de la rotation des phases	—	
	Max Reset? OK ou Max Reset? OK	12	Lecture et remise à zéro de : • Maximum $I_{i\ max}$ pour les 3 courants de phases	A	Le pointeur bas indique le conducteur (phase, neutre ou terre) correspondant à la valeur lue. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		13	• Courant maximum de défaut à la terre (déclencheur Micrologic 6)	% I_g	
		14	• Maximum $I_{N\ max}$ pour le courant du neutre (avec ENCT en option)	A	
		15	Lecture et remise à zéro de : • Maximum $V_{ij\ max}$ pour les trois tensions phase-phase • Maximum $V_{iN\ max}$ pour les trois tensions phase-neutre (avec un ENVT en option	V	Les pointeurs bas indiquent les phases entre lesquelles V_{max} L-L ou L-N maximum a été mesuré. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		16	Lecture et remise à zéro du maximum P_{max} de la puissance active	kW	Les pointeurs bas indiquent les trois conducteurs de phase. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		17	Lecture et remise à zéro du maximum S_{max} de la puissance apparente kVA	kVA	
		18	Lecture et remise à zéro du maximum Q_{max} de la puissance réactive kvar	kvar	

Page suivante

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 3 – Écrans de mesure *(suite)*

Déclencheur	Mode	Ordre	Description de l'écran	Unité	Pointeur
Micrologic 5 LSI : Écrans de lecture des fonctions de protection		1	I_r—Valeur d'enclenchement de la protection de longue durée des phases	A	Le pointeur haut indique la fonction I_r. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Les pointeurs bas indiquent les trois phases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		2	$I_r(I_N)$—Valeur d'enclenchement de la protection de longue durée du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée)	A	Le pointeur haut indique la fonction I_r. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Le pointeur bas indique le neutre. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		4	t_r—Valeur du retard de la protection de longue durée (à 6 I_r)	s	Le pointeur haut indique la fonction t_r. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In)
		5	I_{sd}—Valeur d'enclenchement de la protection de courte durée des phases	A	Le pointeur haut indique la fonction I_{sd}. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Les pointeurs bas indiquent les trois phases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		6	$I_{sd}(I_N)$—Valeur d'enclenchement de la protection de courte durée du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée)	A	Le pointeur haut indique la fonction I_{sd}. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Le pointeur bas indique le neutre. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		7	t_{sd}—Valeur du retard de la protection de courte durée Le retard est pour la protection de la courbe de temps inverse I^2t : • ON : Fonction I^2t activée • OFF : Fonction I^2t désactivée	s	Le pointeur haut indique la fonction t_{sd}. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In)
		8	I_i—Valeur du réglage de l'enclenchement de la protection instantanée des phases et du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée).	A	Le pointeur haut indique la fonction I_i. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Les pointeurs bas indiquent les trois phases. N 1/A 2/B 3/ ⏚
		9	État du neutre (avec ENCT en option) : • N—protection du neutre activée • noN—protection du neutre désactivée	—	—

Page suivante

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

Tableau 3 – Écrans de mesure *(suite)*

Déclencheur	Mode	Ordre	Description de l'écran	Unité	Pointeur
Micrologic 6 LSIG : Écrans de lecture des fonctions de protection		1	I_r—Valeur d'enclenchement de la protection de longue durée des phases	A	Le pointeur haut indique la fonction I_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg ▲ Les pointeurs bas indiquent les trois phases. ▼ ▼ ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		2	$I_r(I_N)$—Valeur d'enclenchement de la protection de longue durée du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée)	A	Le pointeur haut indique la fonction I_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg ▲ Le pointeur bas indique le neutre. ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		4	t_r—Valeur du retard de la protection de longue durée (à 6 I_r)	s	Le pointeur haut indique la fonction t_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg ▲
		5	I_{sd}—Valeur d'enclenchement de la protection de courte durée des phases	A	Le pointeur haut indique la fonction I_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg ▲ Les pointeurs bas indiquent les trois phases. ▼ ▼ ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		6	$I_{sd}(I_N)$—Valeur d'enclenchement de la protection de courte durée du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée)	A	Le pointeur haut indique la fonction I_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg ▲ Le pointeur bas indique le neutre. ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		7	t_{sd}—Valeur du retard de la protection de courte durée Le retard est pour la protection de la courbe de temps inverse I^2t : • ON : Fonction I^2t activée • OFF : Fonction I^2t désactivée	s	Le pointeur haut indique la fonction t_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg ▲
		8	I_i—Valeur du réglage de l'enclenchement de la protection instantanée des phases et du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée).	A	Le pointeur haut indique la fonction I_i. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg ▲ Les pointeurs bas indiquent les trois phases. ▼ ▼ ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		9	I_g—Valeur d'enclenchement de la protection contre les défauts à la terre	A	Le pointeur haut indique la fonction I_g. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg ▲ Les pointeurs bas indiquent les trois phases. ▼ ▼ ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		10	t_g—Valeur du retard de la protection contre les défauts à la terre Le retard est pour la protection de la courbe de temps inverse I^2t : • ON : Fonction I^2t activée • OFF : Fonction I^2t désactivée	s	Le pointeur haut indique la fonction t_g. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg ▲
		11	État du neutre (avec ENCT en option) : • N—protection du neutre activée • noN —protection du neutre désactivée	—	—

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Lecture des compteurs d’énergie (Micrologic E)

Les compteurs d’énergie changent d’unité de mesure automatiquement :

- Pour l’énergie active, E_p, affichage en kWh de 0 jusqu’à 9999 kWh puis en MWh
- Pour l’énergie réactive, E_q, affichage en kvarh de 0 jusqu’à 9999 kvarh puis en Mvarh
- Pour l’énergie apparente, E_s, affichage en kVAh de 0 jusqu’à 9999 kVAh puis en MVAh

Quand des énergies sont en MWh, Mkvarh ou MVAh, les valeurs s’affichent en quatre chiffres. Le déclencheur Micrologic comporte l’option de lecture d’un compteur pleine énergie.

REMARQUE : Le compteur d’énergie peut être remis à zéro avec le cadenas verrouillé ou déverrouillé. Le tableau 4 montre le cadenas verrouillé.

Tableau 4 – Exemple de lecture pleine énergie (Micrologic E)

Étape	Valeur de la lecture	Action	Au moyen de	Affichage
Lecture de valeurs pleine énergie				
1	Courant de phase la plus lourdement chargée	Sélectionner la lecture et remettre à zéro le mode du compteur d’énergie (écran principal affiché).	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 229 A N 1/A 2/B 3/
2	Énergie avec indication d’option de remise à zéro	Sélectionner le compteur d’énergie active E_p. La valeur affichée est 11,3 MWh (dans l’exemple), qui correspond à 10 MWh +1 300 kWh (approximativement).		Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 11.3 MWh N 1/A 2/B 3/
3	Mesure de l’énergie spécifique	Spécifier la mesure. La valeur affichée est 1130 kWh (dans l’exemple, la valeur du compteur pleine énergie est 11 300 kWh).		Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 1130 kWh N 1/A 2/B 3/
4	Afficheur normal d’énergie	Retourner à l’afficheur normal des compteurs d’énergie. L’afficheur revient automatiquement après 5 minutes.		Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 11.3 kWh N 1/A 2/B 3/

Page suivante

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

Tableau 4 – Exemple de lecture pleine énergie (Micrologic E) *(suite)*

Remise à zéro de la lecture pleine énergie

1	Courant de phase la plus lourdement chargée	Sélectionner la lecture de mesure et remettre à zéro le mode des compteurs d’énergie (écran principal affiché).	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 229 A N 1/A 2/B 3/ ⏚
2	Énergie avec indication d’option de remise à zéro	Sélectionner le compteur d’énergie pour remettre à zéro.	+ −	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 1458 kWh N 1/A 2/B 3/ ⏚
3	Option de remise à zéro allumée	Entrer la remise à zéro. Le pictogramme OK clignote.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 1458 kWh N 1/A 2/B 3/ ⏚
4	OK	Confirmer la remise à zéro. Le OK de confirmation s’affiche pendant 2 secondes.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK N 1/A 2/B 3/ ⏚

Remise à zéro des valeurs de demande crête

1	Écran principal	Sélectionner la lecture et remettre à zéro la valeur de demande crête	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Max Reset? 243 A N 1/A 2/B 3/ ⏚
2	Demande crête avec indication d’option de remise à zéro	Sélectionner la demande crête à remettre à zéro.	+ −	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Max Reset? 435 V N 1/A 2/B 3/ ⏚
3	Option de remise à zéro allumée	Entrer la remise à zéro. Le pictogramme OK clignote.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) Reset? OK 435 V N 1/A 2/B 3/ ⏚
4	OK	Confirmer la remise à zéro. Le OK de confirmation s’affiche pendant 2 secondes.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK N 1/A 2/B 3/ ⏚

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 5 – Exemple de lecture de protection contre les défauts à la terre (Micrologic 6)

Étape	Valeur de la lecture	Action	Au moyen de	Affichage
Lecture des valeurs de mesure				
1	Courant de phase la plus lourdement chargée	Sélectionner le mode de lecture de mesure instantané (l’affichage est la phase la plus lourdement chargée, la phase B dans cet exemple). Lire la valeur du courant dans la phase B.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg 229 A N 1/A 2/B 3/
2	Courant de défaut à la terre	Sélectionner l’écran de mesure du courant de défaut à la terre (la valeur est un % du réglage I_g).	➔	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg OK 17 % N 1/A 2/B 3/
Essai de la protection contre les défauts à la terre (Micrologic 6)				
1	Courant de phase la plus lourdement chargée	Accéder à la fonction d’essai de la protection contre les défauts à la terre en appuyant sur OK. Le pictogramme tESt apparaît et le pictogramme OK clignote.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg OK tESt N 1/A 2/B 3/
2	Demande crête avec indication d’option de remise à zéro	Inviter l’essai de protection contre les défauts à la terre en appuyant sur OK. Le disjoncteur se déclenche. L’écran de déclenchement de la protection contre les défauts à la terre est affiché.	+	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Reset? OK triP N 1/A 2/B 3/
3	Option de remise à zéro allumée	Acquitter l’écran de déclenchement de la protection contre les défauts à la terre en appuyant sur OK. Le pictogramme Reset OK clignote.	OK	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Reset? OK triP N 1/A 2/B 3/
4	OK	Confirmer en appuyant de nouveau sur OK Le OK de confirmation s’affiche pendant 2 secondes.	OK	Ir tr Isd tsd Ii Ig tg OK N 1/A 2/B 3/

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Lecture des fonctions de protection

Sélectionner une fonction de protection à l'aide de la touche de mode. Cette sélection est seulement possible en mode de lecture (quand le cadenas est verrouillé).

- Le défilement est cyclique.
- Le pointeur haut indique la fonction de protection sélectionnée. (Pour les fonctions de protection du neutre, le pointeur bas qui pointe vers le N remplace le pointeur haut.)

Exemple : Valeur d'enclenchement I_r sélectionnée

Ir **tr** **Isd** **tsd** **Ii** (x In)

Tableau 6 – Exemple de lecture des fonctions de protection

Étape	Valeur de la lecture	Action	Au moyen de	Affichage
1	Valeur du réglage de l'enclenchement de la protection de longue durée I_r en ampères.	Sélectionner le mode de lecture des fonctions de protection (écran principal affiché). La valeur du réglage de l'enclenchement I_r de la protection de longue durée I_r en ampères.	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 110 A N 1/A 2/B 3/
2	Valeur du réglage de retard de la protection de longue durée t_r en secondes.	Sélectionner le retard de la protection de longue durée t_r.	+ −	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 8.0 s N 1/A 2/B 3/
3	La valeur du réglage de l'enclenchement de la protection de courte durée I_r en ampères.	Sélectionner l'enclenchement de la protection de courte durée I_{sd}	→	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 715 A N 1/A 2/B 3/

Mode de lecture de l'état du neutre

REMARQUE : Le mode de lecture de l'état du neutre est dédié à cette fonction. La navigation est par conséquent limitée à la touche Mode.

Tableau 7 – Exemple de lecture de l'état du neutre

Étape	Valeur de la lecture	Action	Au moyen de	Affichage
1	L'état du neutre est affiché	Sélectionner le mode de lecture de l'état du neutre. La valeur de l'état du neutre est affichée: • N—Protection du neutre activée (avec l'option ENCT déclarée) • noN—Protection du neutre désactivée (sans l'option ENCT ou avec l'option ENCT non déclarée)	Mode	Ir tr Isd tsd Ii (x In) noN N 1/A 2/B 3/

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Mode de réglage

⚠ ATTENTION

RISQUE DE NON PROTECTION OU DE DÉCLENCHEMENT INTEMPESTIF

Seul un personnel qualifié doit modifier les fonctions de protection.

Si ces directives ne sont pas respectées, cela peut entraîner des blessures ou des dommages matériels.

Les réglages des fonctions de protection peuvent être effectués :

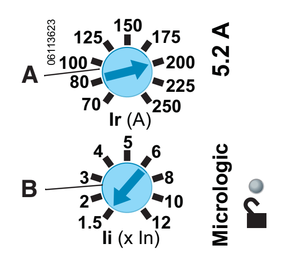
- Par un cadran et affinées sur le terminal d'exploitation pour les fonctions de protection principales
- Sur le terminal d'exploitation pour toutes les fonctions de protection

Le pointeur haut sur l'afficheur indique la fonction de protection en cours de réglage.

FRANÇAIS

Réglage à l'aide d'un cadran

Figure 2 – Cadrans de protection



Utiliser un cadran pour régler (ou prérégler) les valeurs d'enclenchement Ir (A) et Ii (B).

Tourner un cadran a pour résultat simultané de :



- Sélectionner l'écran pour la fonction de protection affectée au cadran
- Déverrouiller (si nécessaire) le cadenas (l'interface de navigation est en mode de réglage des fonctions de protection)
- Régler la fonction de protection affectée au cadran à la valeur indiquée sur le cadran et à l'écran.

Réglage à l'aide du terminal d'exploitation

Utiliser le terminal d'exploitation pour affiner le réglage de la fonction de protection.

- La valeur de réglage ne peut pas dépasser celle indiquée par le cadran.
- Tous les réglages des fonctions de protection sont accessibles sur le terminal d'exploitation.

Appuyer sur la touche Mode successivement pour faire défiler les écrans des fonctions de protection. Le défilement est cyclique.

Naviguer parmi les réglages des fonctions de protection avec les touches de navigation , et .

- Utiliser la touche pour sélectionner la fonction à régler :
  - — Le pointeur haut indique la fonction sélectionnée.
  - — Le pointeur bas indique la phase. Plusieurs pointeurs bas indiquent toutes les phases réglées à la même valeur (exception faite du réglage de protection du neutre)
  - — Le défilement est cyclique.
- Régler les fonctions de protection sur le terminal d'exploitation avec les touches et .

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Figure 3 – Écran des fonctions de protection

Le pointeur haut indique la fonction sélectionnée.
Ir tr Isd tsd Ii (x
A
200
N 1/A 2/B 3/
Mode
OK
Appui sur la touche possible
Appui sur la touche possible
Utiliser pour sélectionner l'écran des fonctions de protection
Utiliser pour sélectionner la fonction à régler
Utiliser pour sélectionner la mesure à afficher
Le pointeur bas indique la phase.

Validation du réglage

La valeur d'une fonction de protection réglée sur le terminal d'exploitation doit être :

1. Entrée en appuyant une fois sur la touche OK (le pictogramme OK clignote sur l'afficheur)
2. Puis confirmée en appuyant de nouveau sur la touche OK (le OK suivant s'affiche pendant 2 secondes)

REMARQUE : Le réglage à l'aide d'un cadran n'exige aucune action d'entrée ou validation.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 8 – Liste des écrans de réglage des fonctions de protection

Déclencheur	Mode	Description de l'écran	Unité	Pointeurs
Micrologic 5 LSI		I_r—Réglage d'enclenchement de la protection de longue durée des phases Présélectionné par un cadran	A	Le pointeur haut indique la fonction I_r. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) ▲ Les pointeurs bas indiquent les trois phases. ▼ ▼ ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		t_r—Réglage de retard de la protection de longue durée (à 6 I_r)	s	Le pointeur haut indique la fonction t_r. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) ▲
		I_{sd}—Réglage d'enclenchement de la protection de courte durée des phases Présélectionné par un cadran	A	Le pointeur haut indique la fonction I_{sd}. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) ▲ Les pointeurs bas indiquent les trois phases. ▼ ▼ ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		t_{sd}—Réglage de retard de la protection de courte durée Activation de la protection de courte durée de la courbe de retard inverse I^2t : • ON : Fonction I^2t activée • OFF : Fonction I^2t désactivée	s	Le pointeur haut indique la fonction t_{sd}. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) ▲
		I_N—Réglage d'enclenchement de la protection du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée)	A	Le pointeur bas indique le neutre. ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		I_i—Valeur du réglage de l'enclenchement de la protection instantanée des phases et du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée).	A	Le pointeur haut indique la fonction I_i. **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) ▲ Les pointeurs bas indiquent les trois phases. ▼ ▼ ▼ N 1/A 2/B 3/ ⏚
		Activation de l'état du neutre (déclencheur avec l'option ENCT) : • N : Protection du neutre activée • noN : Protection du neutre désactivée	—	—

Page suivante

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

Tableau 8 – Liste des écrans de réglage des fonctions de protection *(suite)*

Déclencheur	Mode	Description de l'écran	Unité	Pointeurs
Micrologic 6 LSIG :		I_r—Réglage d'enclenchement de la protection de longue durée des phases Présélectionné par un cadran	A	Le pointeur haut indique la fonction I_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Les pointeurs bas indiquent les trois phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		t—Réglage du retard de la protection de courte durée	s	Le pointeur haut indique la fonction t_r. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		I_{sd}—Réglage d'enclenchement de la protection de courte durée des phases	A	Le pointeur haut indique la fonction I_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Les pointeurs bas indiquent les trois phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		t_{sd}—Réglage de retard de la protection de courte durée Le retard est pour la protection de la courbe de retard inverse I^2t : • ON : Fonction I^2t activée • OFF : Fonction I^2t désactivée	s	Le pointeur haut indique la fonction t_{sd}. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		I_N—Réglage d'enclenchement de la protection du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée)	A	Le pointeur bas indique le neutre. N 1/A 2/B 3/⏚
		I_i—Réglage de l'enclenchement de la protection instantanée des phases et du neutre (déclencheur avec ENCT en option et protection du neutre activée).	A	Le pointeur haut indique la fonction I_i. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Les pointeurs bas indiquent les trois phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		I—Réglage d'enclenchement de la protection contre les défauts à la terre Présélectionné par un cadran	A	Le pointeur haut indique la fonction I_g. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg Les pointeurs bas indiquent les trois phases. N 1/A 2/B 3/⏚
		t_g—Réglage de retard de la protection contre les défauts à la terre Le retard est pour la protection de la courbe de retard inverse I^2t : • ON : Fonction I^2t activée • OFF : Fonction I^2t désactivée	s	Le pointeur haut indique la fonction t_g. Ir tr Isd tsd Ii Ig tg
		Activation de l'état du neutre (déclencheur avec l'option ENCT) : • N—protection du neutre activée • noN—protection du neutre désactivée	—	—

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Préréglage d'une fonction de protection

Le tableau 9 illustre le préréglage et le réglage de l'enclenchement de la protection de longue durée I_r sur un déclencheur Micrologic 5.2 d'une intensité nominale de 250 A.

Appuyer sur la touche Mode pour faire défiler les écrans de mesure.

Appuyer sur les touches de navigation , et pour sélectionner l'écran de mesure pour chacune des phases.

Tableau 9 – Exemple de préréglage d'une fonction de protection à l'aide d'un cadran

Étape	Action	Au moyen de	Affichage
1	Régler le cadran I_r à la valeur maximale (le cadenas se déverrouille automatiquement). Les pointeurs bas indiquent les 3 phases (le réglage est identique sur chaque phase).	10 11 12 14 16 17 20 22 25 Ir (A)	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 250 A N 1/A 2/B 3/
2	Tourner le cadran I_r au réglage au-dessus de la valeur requise. Le préréglage est accompli : • Si la valeur de réglage de l'enclenchement est correcte (dans ce cas, 175 A), quitter la procédure de réglage (aucune entrée par frappe de touche n'est requise). • Si la valeur de réglage de l'enclenchement ne convient pas, affiner le réglage sur le terminal d'exploitation.	10 11 12 14 16 17 20 22 25 Ir (A)	Ir tr Isd tsd Ii (x In) 175 A N 1/A 2/B 3/
4	Régler la valeur exacte requise pour I_r sur le terminal d'exploitation (en incréments de 1 A).		Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK 170 A N 1/A 2/B 3/
5	Entrer la remise à zéro. Le pictogramme OK clignote.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK 170 A N 1/A 2/B 3/
6	Confirmer la remise à zéro. Le OK de confirmation s'affiche pendant 2 secondes.	OK	Ir tr Isd tsd Ii (x In) OK N 1/A 2/B 3/

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

Réglage d'une fonction de protection

Le tableau 10 illustre le réglage du retard de la protection de longue durée t_r sur un déclencheur Micrologic 5.2.

Utiliser la touche Mode pour se déplacer parmi les écrans.

Appuyer sur les touches de navigation ➔, ▲ et ▼ pour sélectionner l'écran pour chacune des phases.

Tableau 10 – Exemple de réglage d'une fonction de protection à l'aide du terminal d'exploitation

Étape	Action	Au moyen de	Affichage
1	Si le pictogramme verrouillé est affiché, déverrouiller les réglages de protection.		Ir tr Isd tsd li Ig tg / 229 A / N 1/A 2/B 3/
2	Sélectionner le mode de réglage des fonctions de protection.	Mode	Ir tr Isd tsd li (x In) / 170 A / N 1/A 2/B 3/
3	Sélectionner la fonction t_r : le pointeur haut se déplace sous tr.	➔	Ir tr Isd tsd li (x In) / 0.5 s / N 1/A 2/B 3/
4	Régler la valeur de t_r requise sur le terminal d'exploitation.	▲ ▼	Ir tr Isd tsd li (x In) / OK 8.0 s / N 1/A 2/B 3/
5	Entrer le réglage (le pictogramme OK clignote).	OK	Ir tr Isd tsd li (x In) / OK 8.0 s / N 1/A 2/B 3/
6	Confirmer le réglage. Le OK de confirmation s'affiche pendant 2 secondes.	OK	Ir tr Isd tsd li (x In) / OK / N 1/A 2/B 3/

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Section 2—Protection de distribution de l'électricité

Les déclencheurs Micrologic[MC] 5 et 6 fournissent une protection contre les surintensités et les courants de défaut à la terre pour les applications commerciales ou industrielles.

Lors du choix des caractéristiques de protection à utiliser, tenir compte :

- des surintensités (courts-circuits et les surcharges) et courants de défaut à la terre potentiels
- des conducteurs à protéger
- de la présence de courants harmoniques
- de la coordination entre les dispositifs
- Le numéro des déclencheurs vitaux à sélectivité renforcée comporte un « W » (par exemple, 3.2W ou 3.2S-W)

Fonctions de protection

Chaque fonction est revue en détail aux pages suivantes.

Tableau 11 – Courbe de déclenchement des fonctions de protection

Courbe de déclenchement des fonctions de protection	N°	Fonction	Description	Déclencheur Micrologic 5	Déclencheur Micrologic 6
	1	I_n	Valeur nominale du capteur	N	N
	2	I_r	Enclenchement de la protection de longue durée	A	A
	3	t_r	Retard de la protection de longue durée	A	A
	4	I_{sd}	Enclenchement de la protection de courte durée	A	A
	5	t_{sd}	Retard de la protection de courte durée	A	A
	6	I^2t ON/OFF	Courbe de protection de courte durée I^2t dans la position de marche (ON) ou d'arrêt (OFF)	A	A
	7	I_i	Enclenchement de la protection instantanée	A	A
	8	I_g	Enclenchement de la protection contre les défauts à la terre	—	A
	9	t_g	Retard de la protection contre les défauts à la terre	—	A
	10	I^2t ON/OFF	Courbe de protection contre les défauts à la terre I^2t dans la position de marche (ON) ou d'arrêt (OFF)	—	A

A = Réglable

N = Pas réglable

— = Non disponible

Réglage de la protection

Pour régler les fonctions de protection :

- Sur le déclencheur Micrologic, utiliser les cadrans présélectionnés (en fonction de la fonction de protection et du type de Micrologic) et le terminal d'exploitation.
- Avec l'option de communication, utiliser le logiciel RSU sous l'onglet de protection Basic.

Pour plus de renseignements sur l'utilisation du logiciel RSU pour régler les fonctions de protection, voir « Réglage des fonctions de protection » à la page 81.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

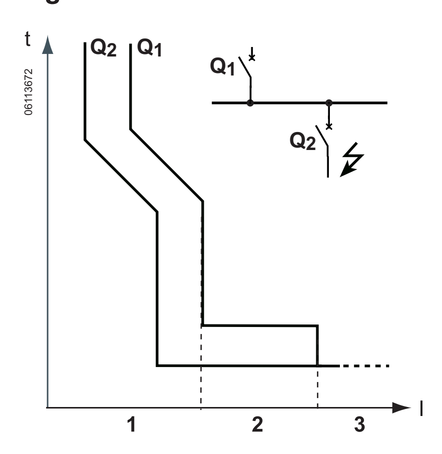
FRANÇAIS

Déclenchement réflexe

En plus des dispositifs intégrés dans les déclencheurs Micrologic, les disjoncteurs PowerPact à châssis L possèdent une protection réflexe. Ce système coupe les courants à défaut très haut en déclenchant mécaniquement le dispositif avec un piston actionné directement par la pression produite dans le disjoncteur par un court-circuit. Ce piston manœuvre le mécanisme d'ouverture, entraînant le déclenchement très rapide du disjoncteur.

Coordination sélective

Figure 4 – Courbes de déclenchement de coordination



La coordination sélective entre les dispositifs en amont et en aval est essentielle pour optimiser la continuité du service. Le grand nombre d'options pour régler les fonctions de protection sur les déclencheurs Micrologic 5 et 6 améliore la coordination naturelle entre les disjoncteurs.

Schneider Electric fournit des courbes de déclenchement pour chaque disjoncteur et des tableaux montrant les disjoncteurs pour utilisation en série inscrits UL. Les courbes de déclenchement peuvent être trouvées sur notre site Web :

http://www.schneider-electric.us

Dans la case de recherche, taper « PowerPact H, J, L ». Cliquer sur « PowerPact H/J/L Frame Molded Case Circuit Breakers », puis cliquer sur l'onglet « Documents and Downloads ». Les guides de l'utilisateur et courbes de déclenchement se trouvent dans cet onglet.

Pour obtenir de l'assistance, appeler le 1-888-778-2733.

Disjoncteurs critiques

Les disjoncteurs PowerPact à châssis J et L critiques livrent de hauts niveaux de coordination sélective avec les disjoncteurs miniatures de la famille QO[MC] et les disjoncteurs ED, EG et EJ dans un concept flexible qui peut être facilement configuré pour des applications diverses. Ces disjoncteurs peuvent être munis de déclencheurs Micrologic 5.2A-W, 5.2E-W, 6.2A-W, 5.3A-W, 6.3A-2 et 6.3E-2.

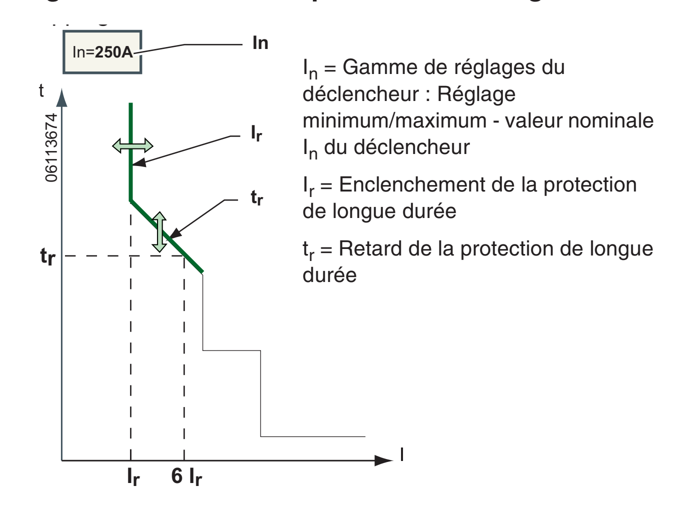
Les déclencheurs critiques ont les mêmes réglages et courbes de déclenchement que les déclencheurs standard comme décrits dans ce document.

Pour de plus amples renseignements, se reporter au catalogue 0611CT1001 *Disjoncteurs PowerPact à châssis H, J et L* sur le site Web de Schneider Electric.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Protection de longue durée

Figure 5 – Courbe de protection de longue durée



La protection de longue durée sur les déclencheurs Micrologic 5 et 6 protège les applications de distribution électrique contre les courants de surcharge. Elle est identique pour les déclencheurs Micrologic 5 et 6.

La protection de longue durée est I^2t IDMT (temps minimum inverse défini) :

- Elle comporte la fonction d'image thermique.
- Elle se règle à l'aide de l'enclenchement I_r et du retard de déclenchement t_r.

FRANÇAIS

Réglage de la protection de longue durée

Régler l'enclenchement I_r :

- À l'aide du cadran I_r du déclencheur Micrologic pour prérégler la valeur et du terminal d'exploitation pour affiner le réglage de la valeur
- Avec l'option de communication, prérégler à l'aide du cadran Ir du déclencheur Micrologic et affiner ensuite le réglage à l'aide du logiciel RSU

Régler le retard t_r :

- À l'aide du terminal d'exploitation sur le déclencheur Micrologic
- Avec l'option de communication, régler à l'aide du logiciel RSU

Valeurs de réglage de l'enclenchement I_r

La gamme de déclenchement de la protection de longue durée est de 1,05 à 1,20 I_r.

La valeur par défaut de l'enclenchement I_r est la position maximale du cadran I_n.

Utiliser le terminal d'exploitation pour affiner le réglage, en incréments de 1 A.

- La gamme de réglage maximale est la valeur présélectionnée du cadran.
- La gamme minimale est la valeur minimale présélectionnée (pour l'intensité nominale de 400 A, la gamme de réglage minimale est 125 A).

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Exemple :

Un déclencheur Micrologic 5.2 d'une intensité nominale I_n = 250 A est présélectionné à l'aide du cadran à 150 A :

- La valeur minimale présélectionnée est de 70 A
- La gamme de fin réglage du terminal d'exploitation est de 70 à 150 A

La valeur de réglage affichée est la valeur du retard de déclenchement pour un courant de 6 I_r.

Tableau 12 – Valeurs présélectionnées de I_r (A)

Valeur nominale I_n	Valeurs présélectionnées de I_r en fonction de la valeur nominale I_n du déclencheur et de la position du cadran								
60 A	15 A	20 A	25 A	30 A	35 A	40 A	45 A	50 A	60 A
100 A	35 A	40 A	45 A	50 A	60 A	70 A	80 A	90 A	100 A
150 A	50 A	60 A	70 A	80 A	90 A	100 A	110 A	125 A	150 A
250 A	70 A	80 A	100 A	125 A	150 A	175 A	200 A	225 A	250 A
400 A	125 A	150 A	175 A	200 A	225 A	250 A	300 A	350 A	400 A
600 A	200 A	225 A	250 A	300 A	350 A	400 A	450A	500 A	600 A

FRANÇAIS

Valeurs de réglage du retard t_r

La valeur par défaut du réglage du retard t_r est 0,5 (valeur minimale), c'est-à-dire 0,5 seconde à 6 I_r.

Le tableau 13 indique la valeur du retard de déclenchement (en secondes) en fonction du courant de charge pour les valeurs de réglage affichées à l'écran.

La gamme de précision est de -20 %/+0 %.

Tableau 13 – Valeurs présélectionnées de t_r (secondes)

Courant de charge	Valeur de réglage					
	0,5	**1**	**2**	**4**	**8**	**16**
	Retard de déclenchement t_r					
1,5 t_r	15 s	25 s	50 s	100 s	200 s	400 s
6 t_r	0,5 s	1 s	2 s	4 s	8 s	16 s
7,2 t_r	0,35 s	0,7 s	1,4 s	2,8 s	5,5 s	11 s

Image thermique

Le déclencheur utilise le calcul d'une image thermique pour évaluer l'échauffement des conducteurs et surveiller leur état thermique avec précision.

Exemple :

Comparaison du calcul de l'échauffement sans image thermique (schéma A) et avec image thermique (schéma B).

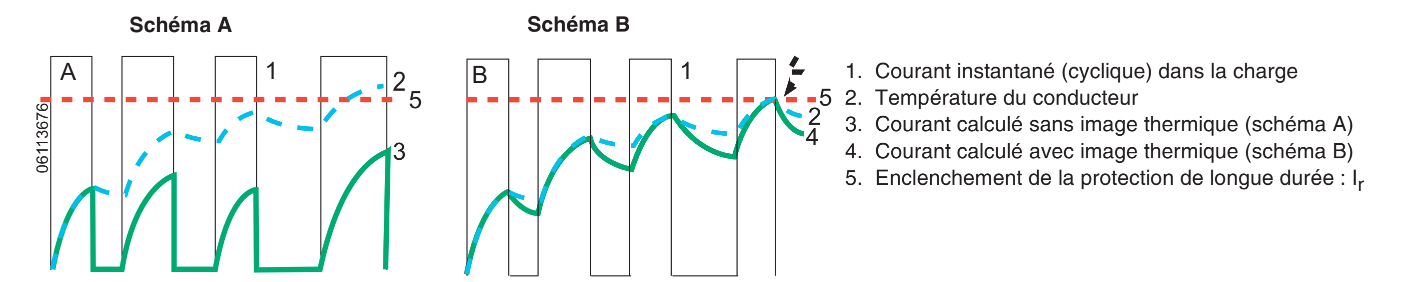
- Déclencheur sans image thermique : À chaque impulsion de courant, le déclencheur considère uniquement l'effet thermique sur l'impulsion prise en

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

considération. Aucun déclenchement ne se produit malgré l'accumulation de chaleur sur les conducteurs.

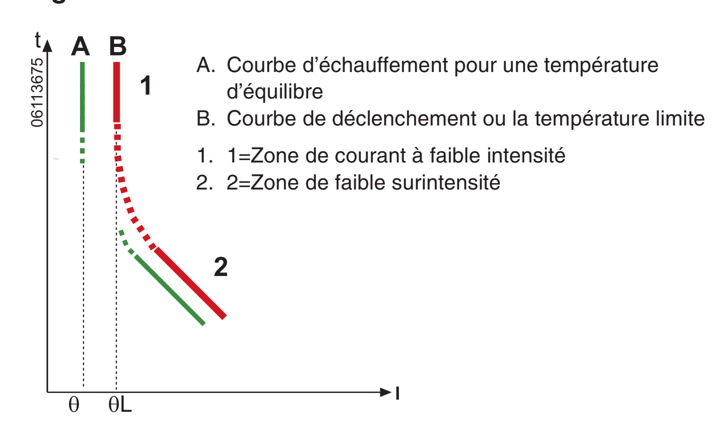
- Déclencheur avec image thermique : Le déclencheur additionne l'effet thermique des impulsions de courant successives. Un déclenchement se produit basé sur l'état thermique réel du conducteur.

Figure 6 – Schémas de l'échauffement d'un conducteur



Courbes d'échauffement des conducteurs et de déclenchement

Figure 7 – Courbe d'échauffement



Utiliser l'analyse de l'équation de l'échauffement dans un conducteur, par lequel un courant I passe, pour déterminer la nature des phénomènes physiques :

- Pour les courants d'intensité faible ou moyenne ($I < I_r$), la température d'équilibre du conducteur (pour un temps infini) dépend seulement de la valeur de la demande quadratique de courant, voir « Valeur de demande quadratique (image thermique) » à la page 48. La température limite correspond à un courant limite (enclenchement I_r pour la protection de longue durée du déclencheur).
- Pour les faibles surintensités ($I_r < I < I_{sd}$), la température du conducteur dépend seulement de l'énergie I^2t fournie par le courant. La température limite est une courbe I^2t IDMT.
- Pour les fortes surintensités ($I > I_{sd}$), le phénomène est identique si la fonction I^2t ON (activée) de la protection de courte durée a été configurée, voir « Fonction I^2t ON/OFF » à la page 38.

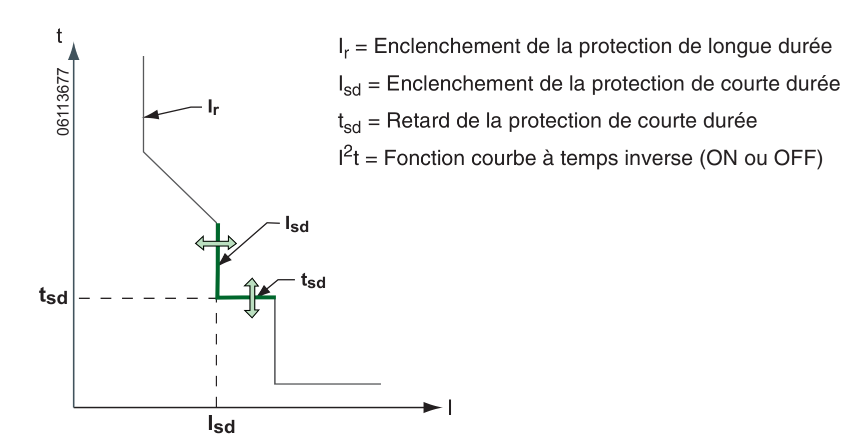
Mémoire thermique

Les déclencheurs Micrologic 5 et 6 comportent la fonction de mémoire thermique qui assure que les conducteurs sont refroidis même après un déclenchement. Le refroidissement dure 20 minutes avant ou après un déclenchement.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Protection de courte durée

Figure 8 – Courbe de déclenchement de protection de courte durée



La protection de courte durée sur les déclencheurs Micrologic 5 et 6 protège tous les types d'applications de distribution électrique contre les courants de courts-circuits.

Elle est identique pour les déclencheurs Micrologic 5 et 6.

La protection de courte durée est à temps défini :

- Elle comporte la possibilité d'une fonction de courbe à temps inverse I^2t
- Elle se règle à l'aide de l'enclenchement I_{sd} et du retard de déclenchement t_{sd}.

FRANÇAIS

Réglage de la protection de courte durée

Régler l'enclenchement I_{sd} :

- À l'aide du terminal d'exploitation sur le déclencheur Micrologic
- Avec l'option de communication, régler à l'aide du logiciel RSU

Régler le retard t_{sd} :

- À l'aide du terminal d'exploitation sur le déclencheur Micrologic
- Avec l'option de communication, régler à l'aide du logiciel RSU

Le réglage du retard t_{sd} intègre l'activation/désactivation de l'option I^2t.

Valeurs de réglage de l'enclenchement I_{sd}

La valeur de réglage de l'enclenchement I_{sd} est en multiples de I_r.

La valeur par défaut du réglage de l'enclenchement I_{sd} est 1,5 I_r (valeur minimale du cadran).

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Le tableau 14 montre les valeurs de réglage (présélectionnées par un cadran) et les gammes de réglage (réglées sur le terminal d'exploitation) de l'enclenchement I_{sd}.

Tableau 14 – Valeurs présélectionnées de I_{sd} (A)

Type de réglage	Valeur ou gamme de réglage (x I_r)[1]								
Présélectionner par un cadran (Micrologic 5)	1,5	2	3	4	5	6	8	10	12
Gamme de réglage sur le terminal d'exploitation[2] Incrément : 0,5 t_r	1,5	1,5–2	1,5–3	1,5–4	1,5–5	1,5–6	1,5–8	1,5–10	1,5–12

[1]La gamme de précision est de +/- 10 %.
[2] Pour les déclencheurs Micrologic 6, la valeur de la gamme de réglage sur le terminal d'exploitation est : 1,5 à 10 I_r.

Valeurs de réglage du retard t_{sd}

Le tableau 15 indique les valeurs de réglage pour le retard t_{sd} avec l'option I^2t OFF/ON en secondes (s) et les temps de maintien et de coupure associés en millisecondes (ms).

La valeur par défaut de réglage du retard t_{sd} est de 0 seconde avec I^2t OFF.

Tableau 15 – Valeurs présélectionnées de t_{sd}

Fonction	Valeur de réglage				
t_{sd} avec I^2t OFF	0	0,1 s	0,2 s	0,3 s	0,4 s
t_{sd} avec I^2t ON	—	0,1 s	0,2 s	0,3 s	0,4 s
Temps de maintien	20 ms.	80 ms.	140 ms.	230 ms.	350 ms.
Temps maximum de coupure	80 ms.	140 ms.	200 ms.	320 ms.	500 ms.

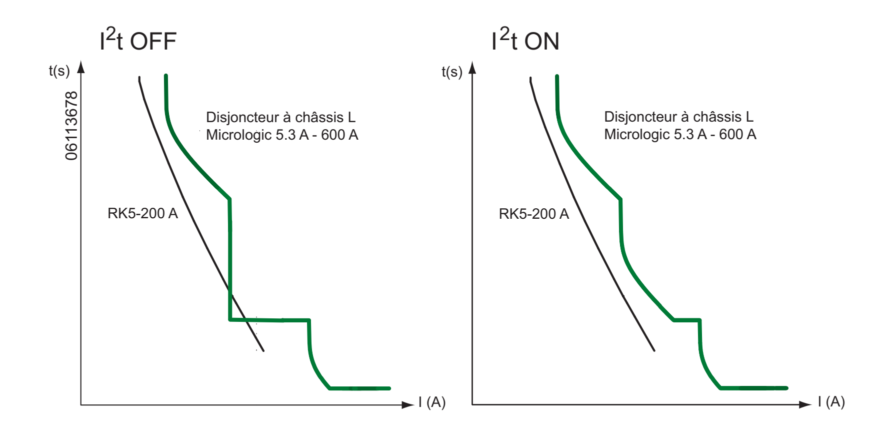
I^2t ON/OFF

Utiliser la fonction de courbe à temps inverse I^2t pour améliorer la coordination du disjoncteur. L'utiliser quand un dispositif de protection utilisant seulement le temps inverse est installé en aval, par exemple un dispositif de protection à fusibles.

Les courbes illustrent un exemple de coordination sélective entre un disjoncteur PowerPact[MC] à chassis L en amont, et un fusible RK5-200 A en aval.

Utiliser la fonction I^2t ON sur la protection de courte durée pour fournir la coordination.

Figure 9 – Exemple de coordination

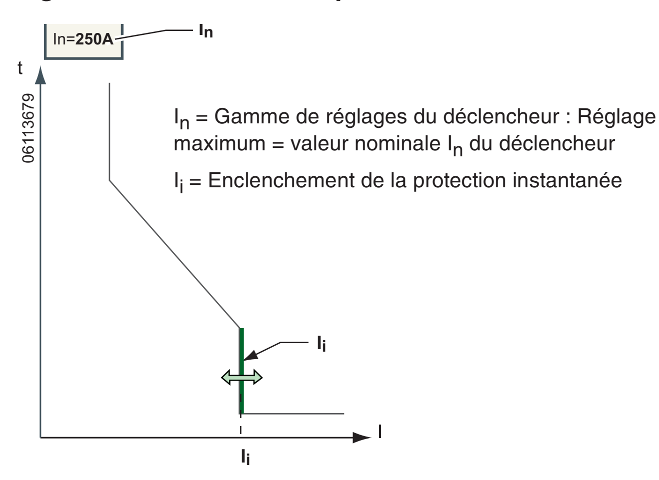


FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Protection instantanée

Figure 10 – Courbe de la protection instantanée



La protection instantanée sur les déclencheurs Micrologic 5 et 6 protège tous les types d'applications de distribution électrique contre les courants de courts-circuits très forts.

Elle est identique sur les déclencheurs Micrologic 5 et 6.

La protection instantanée est à temps défini, réglée comme enclenchement I_i et sans retard.

Réglage de la protection instantanée

Régler l'enclenchement I_i :

- À l'aide du cadran I_i du déclencheur Micrologic pour prérégler la valeur et du terminal d'exploitation pour affiner le réglage de la valeur
- Avec l'option de communication, prérégler à l'aide du cadran I_i sur le déclencheur Micrologic et affiner le réglage à l'aide du logiciel RSU

Valeurs de réglage de l'enclenchement I_i

La valeur de réglage de l'enclenchement I_i est en multiples de I_n.

La valeur par défaut du réglage de l'enclenchement I_i est 1,5 I_n (valeur minimale).

Le tableau 16 montre les gammes de réglage et les incréments en fonction de la valeur nominale I_n du déclencheur Micrologic.

- La gamme de précision est de +/- 10 %.
- La durée de maintien est de 10 millisecondes.
- La durée maximale de coupure est de 50 millisecondes.

Tableau 16 – Valeurs présélectionnées de I_i

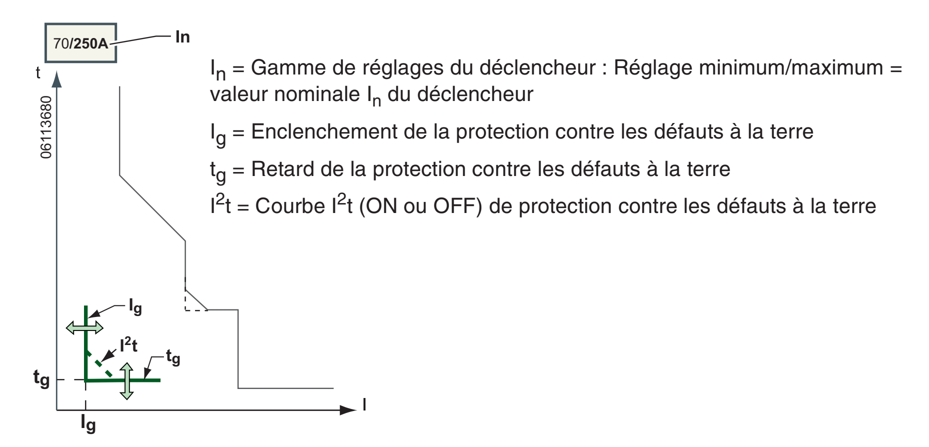
Valeur nominale I_n	Gamme de réglage	Incrément
60, 100 A et 150 A	1,5 à 15 I_n	0,5 I_n
250 A et 400 A	1,5 à 12 I_n	0,5 I_n
600 A	1,5 à 11 I_n	0,5 I_n

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Protection contre les défauts à la terre

Figure 11 – Courbe de déclenchement de la protection contre les défauts à la terre



La protection contre les défauts à la terre sur les déclencheurs Micrologic 6 protège tous les types d’applications de distribution électrique contre les courants de défaut à la terre.

Pour plus de détails sur les courants de défaut à la terre, voir les directives d’utilisation expédiées avec le disjoncteur

La protection contre les défauts à la terre est à temps défini :

- Elle comporte la possibilité d’une fonction de courbe à temps inverse I^2t
- Elle est réglée comme l’enclenchement I_g et le retard de déclenchement t_g.

Réglage de la protection contre les défauts à la terre

Régler l’enclenchement I_g :

- À l’aide du terminal d’exploitation sur le déclencheur Micrologic
- Avec l’option de communication, régler à l’aide du logiciel RSU

Régler le retard t_g :

- À l’aide du terminal d’exploitation sur le déclencheur Micrologic
- Avec l’option de communication, régler à l’aide du logiciel RSU

Le réglage du retard t_g intègre l’activation/désactivation de l’option I^2t.

Valeurs de réglage de l'enclenchement I_g

La valeur de réglage de l’enclenchement I_g est en multiples de I_n.

La valeur par défaut du réglage d’enclenchement I_g est la même que la valeur minimale sur le cadran :

- 0,30 I_n pour les déclencheurs d’une intensité nominale de 60 A
- 0,20 I_n pour les déclencheurs d’une intensité nominale de > 60 A

Le tableau 17 spécifie les gammes de réglage. L’incrément est 0,05 I_n.

Tableau 17 – Valeurs de réglage de l'enclenchement I_g

I_n =	Valeurs de réglage de l'enclenchement I_g (x I_n)[1]																
60 A	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1		
100–600 A	0,2	2,5	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1

[1] La gamme de précision est de +/- 10 %.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Valeurs de réglage du retard t_g

La valeur du réglage du retard t_g est en secondes. Les temps de maintien et de coupure sont en millisecondes.

La valeur par défaut du réglage du retard t_g est 0 s avec I^2t OFF.

Le tableau 18 indique les valeurs de réglage t_g avec l'option I^2t OFF/ON et les temps de maintien et de coupure associés.

Tableau 18 – Valeurs présélectionnées de t_g

Fonction	Valeur de réglage				
t_g avec I^2t OFF	0 s	0,1 s	0,2 s	0,3 s	0,4 s
t_g avec I^2t ON	—	0,1 s	0,2 s	0,3 s	0,4 s
Temps de maintien	20 ms.	80 ms.	140 ms.	230 ms.	350 ms.
Temps maximum de coupure	80 ms.	140 ms.	200 ms.	320 ms.	500 ms.

Fonction I^2t ON/OFF

Le fonctionnement de la protection contre les défauts à la terre I^2t ON/OFF est similaire à celui de la fonction de courte durée I^2t (voir « Protection de courte durée » à la page 34).

Essai de la protection contre les défauts à la terre

Faire un essai de protection contre les défauts à la terre sur le terminal d'exploitation du déclencheur Micrologic (voir « Essai de la protection contre les défauts à la terre (Micrologic 6) » à la page 21). Utiliser cet essai pour vérifier la fonction de déclenchement électronique du déclencheur.

Protection du neutre

Tableau 19 – Types possibles de protection du neutre

Disjoncteur	Types possibles	Protection du neutre
Disjoncteur	3P, 3D	Aucun
Disjoncteur avec ENCT en option	3P, 3D	Aucun
	3P, 3D + N/2	Demi neutre
	3P, 3D + N	Plein neutre
	3P, 3D + OSN	Neutre surdimensionné

P : Pôle; D : Déclencheur; N : Protection du neutre

La protection du neutre sur les déclencheurs Micrologic 5 et 6 protège tous les types d'applications de distribution électrique contre les courants de surcharge et de courts-circuits.

Elle est disponible sur les déclencheurs avec l'option ENCT

Elle est identique pour les déclencheurs Micrologic 5 et 6.

Normalement, la protection des phases protège le conducteur du neutre (s'il est distribué et identique aux phases en calibre, c'est à dire plein neutre).

Le neutre doit avoir une protection spécifique si :

- il a un calibre réduit par comparaison aux phases
- des charges non linéaires générant des harmoniques de troisième rang (ou multiples) sont installées

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

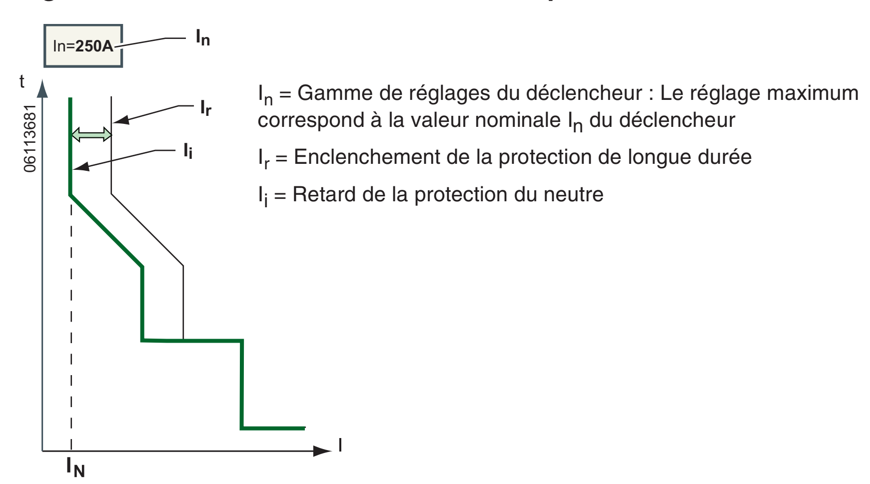
,Il peut être nécessaire de mettre le neutre hors tension pour des raisons de fonctionnement (schéma de sources multiples) ou pour des raisons de sécurité (travail hors tension).

Pour résumer, le conducteur du neutre peut être :

- non distribué
- distribué, non mis hors tension, et non protégé
- distribué, non mis hors tension mais protégé (disjoncteur avec ENCT en option)

Fonctionnement

Figure 12 – Courbe de déclenchement de protection du neutre



La protection du neutre a les mêmes caractéristiques que la protection des phases :

- Son enclenchement est en proportion des valeurs d'enclenchement de protection de longue durée I_r et de courte durée I_{sd}.
- Elle a les mêmes valeurs de retard de déclenchement que les protections de longue durée I_r et de courte durée I_{sd}.
- Sa protection instantanée est identique.

Réglage de la protection du neutre

Régler l'état du neutre du déclencheur et l'enclenchement I_N :

- À l'aide du terminal d'exploitation sur le déclencheur Micrologic
- Avec l'option de communication, régler à l'aide du logiciel RSU

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Valeur de réglage de la protection du neutre

Les déclencheurs Micrologic 5 et 6 intègrent la fonction de neutre surdimensionné (OSN), qui contrôle la protection du conducteur du neutre lorsque des courants harmoniques de troisième rang (ou multiples) sont présents (voir « Courants harmoniques » à la page 55).

Le tableau 20 indique, en fonction de la valeur de la fonction I_N / I_r, les valeurs des réglages des enclenchements de la protection de longue durée et de courte durée du neutre :

Tableau 20 – Valeurs des réglages de la protection du neutre

Fonction N / I_r		Valeur d'enclenchement de longue durée $I_r(I_N)$	Valeur d'enclenchement de courte durée $I_{sd}(I_N)$
OFF		N/A	N/A
0,5		I_r / 2	I_{sd} / 2
1		I_r	I_{sd}
OSN	avec ENCT	1,6 x I_r	1,6 x I_{sd}

Les valeurs de réglage sont identiques pour les phases, les retards de protection de longue durée et de courte durée du neutre.

Le tableau 21 indique les valeurs de réglage des enclenchements de la protection du neutre (réglées à OSN) en fonction du réglage de l'enclenchement de protection de la phase I_r :

Tableau 21 – Valeurs de réglage l'enclenchement de la protection du neutre

Valeurs I_r / I_N	Valeur d'enclenchement de longue durée $I_r(I_N)$	Valeur d'enclenchement de courte durée $I_{sd}(I_N)$
$I_r / I_N < 0.63$	1,6 x I_r	1,6 x I_{sd}
$0,63 < I_r / I_n < 1$	I_N	I_N x I_{sd} / I_r

Sélection de l'option ENCT (TC externe du neutre)

Tableau 22 – L'option ENCT

Valeur nominale I_n	Protection du neutre limitée a I_n	Protection OSN > I_n
60 A	LV429521	LV429521
100 A	LV429521	LV429521
150 A	LV430563	LV430563
250 A	LV430563	LV432575
400 A	LV432575	LV432575
600 A	LV432575	Non[1]

[1] Pour l'intensité nominale de 600 A, la fonction OSN est limitée à I_n (= 600 A).

L'option ENCT est un transformateur de courant (TC) de neutre externe pour un déclencheur.

Le tableau 22 indique la référence pour l'option ENCT installée en fonction de la valeur nominale I_n du déclencheur Micrologic ou du besoin pour une protection du OSN.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Installation de l'option ENCT

1. Raccorder le conducteur du neutre au primaire de l'option ENCT (bornes H1, H2).
2. Retirer le cavalier entre les bornes T1 et T2 (le cas échéant) du déclencheur Micrologic.
3. Raccorder le secondaire de l'option ENCT (bornes T1, T2) aux bornes T1 et T2 du déclencheur Micrologic.
4. Déclarer l'option ENCT lors du réglage des fonctions de protection pour le déclencheur Micrologic.

REMARQUE : Si l'option ENCT est déclarée avant son installation, le déclencheur Micrologic développe un défaut (écran du ENCT). Installer l'option ENCT ou placer un cavalier entre les bornes T1 et T2 sur le déclencheur Micrologic. Effacer l'écran du ENCT en appuyant deux fois sur la touche OK (entrer et confirmer).

Interverrouillage sélectif de zone (ZSI)

Utiliser l'interverrouillage sélectif de zone (ZSI) pour réduire la contrainte électrodynamique sur l'appareil lors de l'utilisation de la coordination sélective.

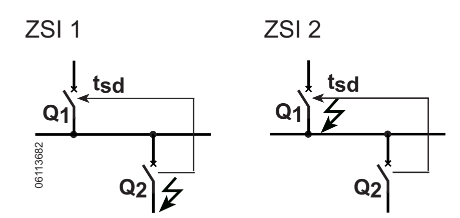
Le ZSI améliore la coordination en étant sélectif concernant la position du défaut. Un fil de signaux relie les déclencheurs des disjoncteurs installés et gère le retard du déclenchement pour les disjoncteurs en amont en fonction de la position du défaut.

Le ZSI optimise la disponibilité d'énergie et réduit la contrainte électrodynamique sur l'appareil. Il est applicable pour la protection de courte durée ainsi que pour la protection contre les défauts à la terre.

FRANÇAIS

Exemple de fonctionnement du ZSI

Figure 13 – Exemple de ZSI



Les déclencheurs sur les disjoncteurs Q1 et Q2 ont les mêmes réglages de retard qu'avec la coordination sélective.

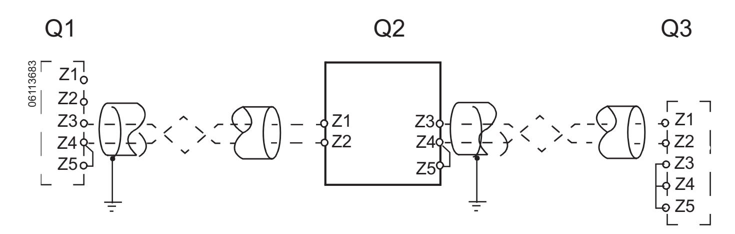
- Si un défaut se produit en aval du disjoncteur en aval Q2 (figure 13, ZSI 1), les déclencheurs sur les disjoncteurs Q1 et Q2 le détectent simultanément. Le déclencheur sur le disjoncteur Q2 envoie un signal d'entrave au déclencheur sur le disjoncteur Q1, qui reste réglé sur son retard t_{sd}. Le disjoncteur Q2 se déclenche et supprime le défaut (instantanément si le disjoncteur Q2 n'est pas retardé).
  Les autres utilisateurs en aval du disjoncteur Q1 sont toujours alimentés, la disponibilité de l'énergie est optimisée.
- Si un défaut se produit en aval du disjoncteur Q1 (figure 13, ZSI 2), le déclencheur sur le disjoncteur Q1 ne reçoit pas de signal du déclencheur sur le disjoncteur Q2. Le retard t_{sd} est en conséquence inhibé. Le disjoncteur Q1 se déclenche et supprime le défaut sur l'appareil instantanément. La contrainte électrodynamique créée par le courant de court-circuit sur l'appareil est réduite au minimum.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Câblage ZSI

Les déclencheurs Micrologic 5 et 6 acceptent le ZSI. Le fil des signaux est raccordé au déclencheur comme montré dans la figure 14.

Figure 14 – Câblage ZSI



Q1 Disjoncteur en amont

Q2 Disjoncteur étant câblé

Q3 Disjoncteur en aval

Z1 source ZSI-OUT

Z2 ZSI-OUT

Z3 source ZSI-IN

Z4 Protection de courte durée ZSI-IN ST

Z5 Protection contre les défauts à la terre ZSI-IN GF (Micrologic 6)

Les réglages du retard de la protection de courte durée et contre les défauts à la terre (Micrologic 6) pour les déclencheurs utilisant le ZSI doivent être conformes aux règles relatives à la coordination sélective.

Raccordement ZSI

Caractéristiques du fil de raccordement :

- Impédance : <16 Ω par 300 m
- Longueur maximale : 300 m
- Type de câble : Torsadé blindé (Belden 8441 ou équivalent)
- Section des conducteurs admissibles : 0,4–2,5 mm^2
- Limite d'interconnexion sur entrées Z3, Z4 et Z5 (vers dispositifs en aval) : 15 dispositifs
- Limite d'interconnexion sur sorties Z1 et Z2 (vers dispositifs en amont) : 5 dispositifs

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Les figures indiquent les options pour raccorder les dispositifs ensemble:

Figure 15 – Schémas de raccordement

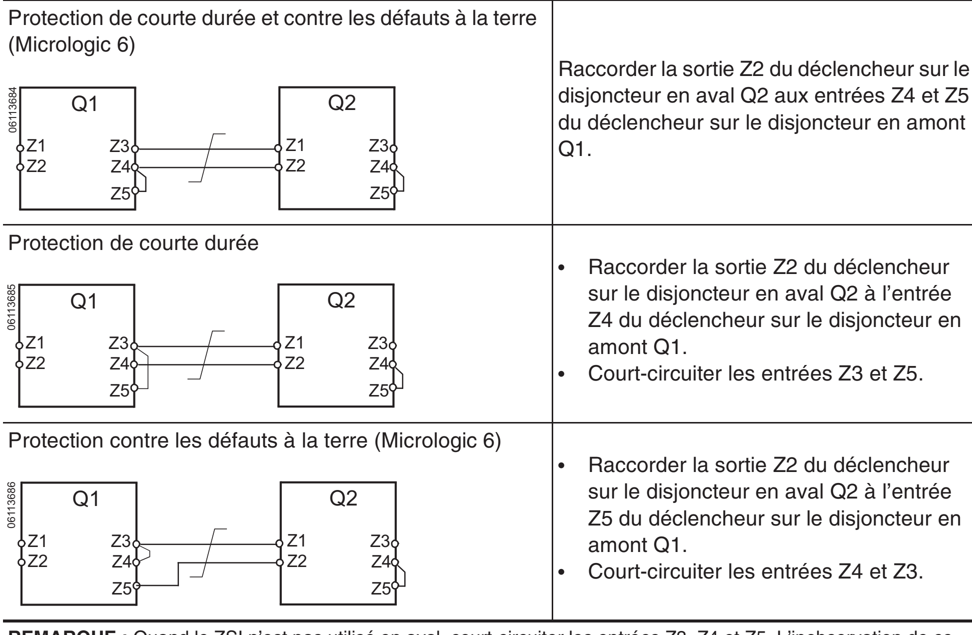


Schéma	Raccordement
Protection de courte durée et contre les défauts à la terre (Micrologic 6)	Raccorder la sortie Z2 du déclencheur sur le disjoncteur en aval Q2 aux entrées Z4 et Z5 du déclencheur sur le disjoncteur en amont Q1.
Protection de courte durée	• Raccorder la sortie Z2 du déclencheur sur le disjoncteur en aval Q2 à l'entrée Z4 du déclencheur sur le disjoncteur en amont Q1. • Court-circuiter les entrées Z3 et Z5.
Protection contre les défauts à la terre (Micrologic 6)	• Raccorder la sortie Z2 du déclencheur sur le disjoncteur en aval Q2 à l'entrée Z5 du déclencheur sur le disjoncteur en amont Q1. • Court-circuiter les entrées Z4 et Z3.

REMARQUE : Quand le ZSI n'est pas utilisé en aval, court-circuiter les entrées Z3, Z4 et Z5. L'inobservation de ce principe inhibe le réglage des retards de protection de courte durée et contre les défauts à la terre.

FRANÇAIS

Distribution à sources multiples

Si un certain nombre de disjoncteurs est installé en amont (comme avec une distribution à sources multiples), les mêmes principes de sources multiples s'appliquent. Raccorder un disjoncteur en aval à tous les disjoncteurs installés directement en amont :

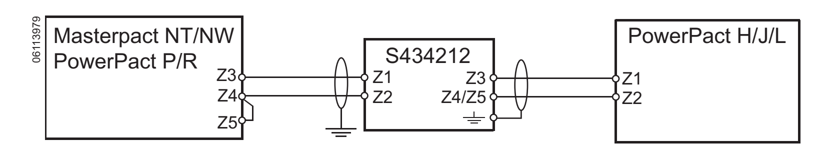
- Raccorder tous les communs (sorties Z1/entrées Z2) les uns aux autres.
- Raccorder la sortie Z2 simultanément à certaines ou à toutes les entrées Z3, Z4 ou Z5 sur tous les déclencheurs de disjoncteurs installés en amont.

REMARQUE : La gestion de cette configuration n'exige aucun relais supplémentaire pour assurer le contrôle de ZSI selon les sources en service.

Filtre RC

Lors de l'utilisation de ZSI pour raccorder des disjoncteurs PowerPact^MC à châssis H, J ou L à des disjoncteurs Masterpact^MC NT/NW ou PowerPact P/R, ajouter un module ZSI (numéro de pièce S434212) au circuit près du disjoncteur Masterpact NT/NW ou PowerPact P/R.

Figure 16 – Module ZSI S434212



Essai du ZSI

Essayer le raccordement et le fonctionnement du ZSI à l'aide du module de maintenance UTA et du logiciel LTU disponibles chez Schneider-electric.com.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Section 3—Fonction de mesure

Mesures en temps réel

Valeurs instantanées

Les déclencheurs Micrologic[MC] A (ampèremètre) et E (énergie) :

- Mesurent le courant instantané pour chaque phase et le courant du neutre (si présent), en temps réel en tant que valeur RMS
- Mesurent le courant de défaut à la terre (Micrologic 6), en temps réel en tant que valeur RMS
- Calculent le courant moyen des phases en temps réel
- Déterminent les valeurs maximales et minimales pour ces quantités d'électricité

Les déclencheurs Micrologic E :

- Mesurent la tension instantanée (si présente) phase-phase et phase-neutre, en temps réel en tant que valeur RMS
- Calculent les quantités d'électricité associées à partir des valeurs RMS des courants et tensions :
  - — Tension moyenne phase-phase et tension moyenne phase-neutre (si présente)
  - — Déséquilibres de courant
  - — Déséquilibres de tension phase-phase et déséquilibres de tension phase-neutre (si présents)
  - — Puissance (voir « Mesure de puissance (Micrologic E) » à la page 49).
  - — Indicateurs de qualité : fréquence, THD(I) et THD(V) (voir « Mesures et indicateurs de qualité de l'énergie (Micrologic E) » à la page 57 et « Mesure du facteur de puissance PF et du Cos φ (Micrologic E) » à la page 59)
- Affichent les indicateurs de fonctionnement : quadrants, rotation de phases et type de charge
- Déterminent les valeurs maximales et minimales pour ces quantités d'électricité
- Incrémentent en temps réel trois compteurs d'énergie (active, réactive, apparente) à l'aide des valeurs de puissance totale en temps réel (voir la 49)

La méthode d'échantillonnage utilise les valeurs des tensions et courants harmoniques jusqu'au 15ème rang. La période d'échantillonnage est de 512 microsecondes.

Les valeurs des quantités d'électricité, mesurées ou calculées en temps réel, se mettent à jour toutes les secondes.

Mesure du courant du neutre

Les déclencheurs Micrologic avec l'option ENCT mesurent le courant du neutre :

- en ajoutant un transformateur de courant du neutre externe spécial sur le conducteur du neutre (pour des renseignements sur ces transformateurs, voir le *Catalogue des disjoncteurs PowerPact[MC] à châssis H, J et L*).
- de la même façon que les courants de phases.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Mesure des tensions phase-neutre

Les déclencheurs Micrologic avec l'option ENVT mesurent les tensions phase-neutre V_{AN}, V_{BN} et V_{CN}.

Pour mesurer les tensions phase-neutre, il est nécessaire de :

- Raccorder le fil de l'option ENVT au conducteur du neutre
- Déclarer l'option ENVT (configurée à l'aide du logiciel RSU)

Les déclencheurs mesurent les tensions phase-neutre de la même façon que les tensions phase-phase.

Calcul du courant moyen et de la tension moyenne

Les déclencheurs Micrologic calculent :

- Le courant moyen I_{avg}, le moyen arithmétique des trois courants de phases :

$$I_{avg} = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3}$$

- Les tensions moyennes :
  - — Phase-phase V_{avg}, moyenne arithmétique des 3 tensions phase-phase :

$$V_{avg} = \frac{(V_{AB} + V_{BC} + V_{CA})}{3}$$

  - — Phase-neutre V_{avg}, moyenne arithmétique des 3 tensions phase-neutre (déclencheur Micrologic avec l'option ENVT) :

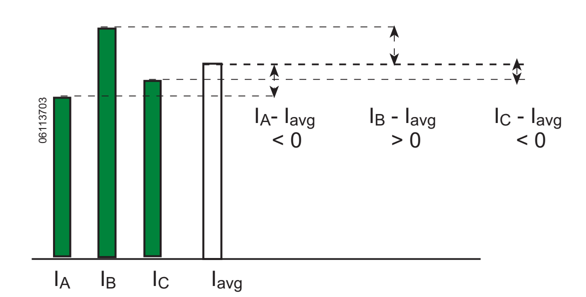
$$V_{avg} = \frac{(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN})}{3}$$

Mesure des déséquilibres de phase de courant et de tension

Les déclencheurs Micrologic calculent le déséquilibre de courant pour chaque phase (trois valeurs). Le déséquilibre de courant est un pourcentage du courant moyen :

$$I_{avg} = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3}$$

$$I_k unbalance\ (\%) = \frac{I_k - I_{avg}}{I_{avg}} \times 100 \text{ où k = A, B, C}$$



Les déclencheurs Micrologic calculent :

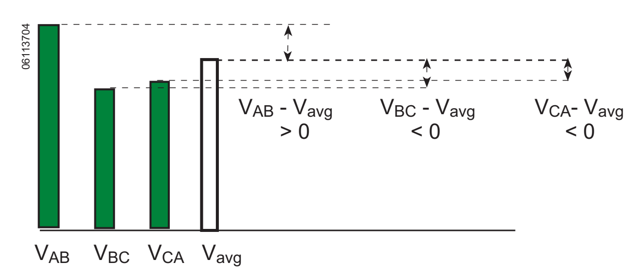
- Le déséquilibre de tension phase-phase pour chaque phase (trois valeurs)
- Le déséquilibre de tension phase-neutre (si présent) pour chaque phase (trois valeurs)

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Le déséquilibre de tension est un pourcentage de la valeur moyenne de la quantité d’électricité (V_{avg}) :

$$V_{jk}\ unbalance\ (\%) = \frac{V_{jk} - V_{avg}}{V_{avg}} \times 100 \text{ où jk = AB, BC, CA}$$



REMARQUE : Les valeurs de déséquilibre sont signées (valeurs relatives comme un pourcentage). Les valeurs maximales/minimales de déséquilibre sont des valeurs absolues comme un pourcentage.

Valeurs minimales/maximales

Les déclencheurs Micrologic A et E déterminent en temps réel la valeur maximale (max) et minimale (min) atteinte par des quantités d’électricité désignées pour la période réelle.

Le déclencheur Micrologic A (ampèremètre) détermine en temps réel :

- La valeur maximale (max) et minimale (min) du courant pour chaque phase atteinte pour la période réelle.
- La valeur maximale (MAXmax) de tous les courants de phases et la valeur minimale (MINmin) de tous les courants de phases.

Le déclencheur Micrologic E (énergie) détermine en temps réel la valeur maximale (max) et minimale (min) atteinte par les quantités d’électricité suivantes pour la période réelle.

- Courant : courant de phase et de neutre, courant moyen et déséquilibres de courant
- Tension : Tensions phase-phase et phase-neutre, tensions moyennes et déséquilibres de tension
- Puissance : Puissance totale et puissance (active, réactive, apparente et de distorsion) pour chaque phase
- Distorsion harmonique totale : La distorsion harmonique totale THD pour le courant et la tension
- Fréquence
- La valeur maximale (MAXmax) de tous les courants de phases et la valeur minimale (MINmin) de tous les courants de phases.

La période réelle pour un groupe commence à la dernière réinitialisation d’une des valeurs maximales dans le groupe.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Réinitialisation des valeurs minimales/maximales

- Réinitialiser les valeurs maximales et minimales pour un groupe à l’aide de l’option de communication ou sur l’afficheur de tableau (FDM121) (voir les directives d’utilisation DOCA0088FR : *Afficheur FDM121 pour disjoncteur BT—Guide de l’utilisateur*).

Réinitialiser les valeurs maximales et minimales dans un groupe sur le terminal d’exploitation à l’aide du menu (voir « Remise à zéro des valeurs de demande crête » à la page 20) pour les groupes suivants :

- Courants
- Tensions
- Puissance

Seules les valeurs maximales sont affichées, mais les valeurs maximales ainsi que les valeurs minimales sont réinitialisées.

Calcul des valeurs de demande (Micrologic E)

Le déclencheur Micrologic E calcule :

- Les valeurs de demande des courants de phases et du neutre
- Les valeurs de demande des puissances totales (actives, réactives et apparentes)

Chaque valeur maximale de demande (crête) est stockée en mémoire.

Les valeurs de demande sont mises à jour en fonction du type de fenêtre.

La valeur de demande d’une quantité peut être appelée :

- Valeur moyenne
- Demande
- Valeur de demande (sur un intervalle)

Exemple :

Demande de courant ou valeur de demande de courant

Demande de puissance ou valeur de demande de puissance.

REMARQUE : Ne pas confondre la valeur de demande et la moyenne (qui est une valeur instantanée).

Exemple :

Courant de moyenne (ou courant moyen) $I_{avg} = (I_A + I_B + I_C)/3$.

Modèles de valeurs de demande

La valeur de demande d’une quantité sur un intervalle défini (fenêtre de mesure) est calculée selon deux modèles différents :

- La valeur de demande arithmétique pour les puissances
- La valeur de demande quadratique (image thermique) pour les courants

FRANÇAIS

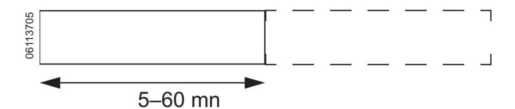
© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Fenêtre de mesure

L’intervalle de temps T spécifié est choisi selon trois types de fenêtres de mesure :

- Fenêtre fixe
- Fenêtre glissante
- Fenêtre synchronisée

Fenêtre de mesure fixe



La durée de la fenêtre de mesure fixe peut être réglée de 5 à 60 minutes en incréments de 1 minute.

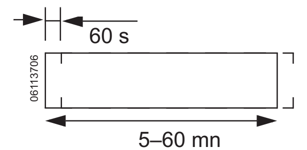
Par défaut, la durée de la fenêtre de mesure fixe est de 15 minutes.

À la fin de chaque fenêtre de mesure fixe :

- La valeur de demande sur la fenêtre de mesure est calculée et mise à jour.
- Le calcul d’une nouvelle valeur de demande est initialisé sur une nouvelle fenêtre de mesure.

FRANÇAIS

Fenêtre de mesure glissante



Régler la durée de la fenêtre de mesure glissante de 5 à 60 minutes en incréments de 1 minute.

Par défaut, la durée de la fenêtre de mesure glissante est de 15 minutes.

À la fin de chaque fenêtre de mesure glissante et ensuite toutes les minutes :

- La valeur de demande sur la fenêtre de mesure est calculée et mise à jour.
- Le calcul d’une nouvelle valeur de demande est initialisé sur une nouvelle fenêtre de mesure :
  - — En éliminant la contribution de la première minute de la précédente fenêtre de mesure
  - — En ajoutant la contribution de la minute courante

Fenêtre de mesure synchronisée

La synchronisation est faite à l’aide du réseau de communication.

Quand l’impulsion de synchronisation est reçue :

- La valeur de demande sur la fenêtre de mesure synchronisée est recalculée.
- Une nouvelle valeur de demande est calculée.

REMARQUE : L’intervalle entre deux impulsions de synchronisation doit être inférieur à 60 minutes.

Valeur de demande quadratique (image thermique)

Le modèle de valeur de demande quadratique représente l’échauffement des conducteurs (image thermique).

L’échauffement créé par le courant I(t) sur l’intervalle de temps T est identique à l’échauffement créé par un courant constant Ith sur le même intervalle. Ith

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

représente l'effet thermique du courant I(t) sur l'intervalle T. Si la période de T est infinie, le courant I(th) représente l'image thermique du courant.

La valeur de demande en fonction du modèle thermique est calculée sur une fenêtre de mesure glissante.

REMARQUE : La valeur de demande thermique est similaire à une valeur RMS.

Valeur de demande arithmétique

Le modèle de valeur de demande arithmétique représente la consommation d'électricité et le coût associé.

La valeur de demande en fonction du modèle arithmétique peut être calculée sur tout type de fenêtre de mesure.

Valeur de demande crête

Le déclencheur Micrologic E indique la valeur maximale (crête) atteinte sur une période définie pour :

- Les valeurs de demande des courants de phases et du neutre
- Les valeurs de demande des puissances totales (actives, apparentes et réactives)

Les valeurs de demandes sont organisées en deux groupes (voir « Mesures en temps réel » à la page 44) :

- Valeurs de la demande de courant
- Valeurs de la demande de puissance

Réinitialisation des valeurs de demande crête

Réinitialiser les valeurs crêtes dans un groupe à l'aide de l'option de communication ou sur l'afficheur de tableau FDM121 (voir les directives d'utilisation DOCA0088FR : *Afficheur FDM121 pour disjoncteur BT—Guide de l'utilisateur*).

Mesure de puissance (Micrologic E)

Le déclencheur Micrologic E calcule les quantités d'électricité requises pour la gestion des puissances :

- Les valeurs instantanées des :
  - puissances actives (totale P_{tot} et par phase) en kW
  - puissances réactives (totale Q_{tot} et par phase) en kvar
  - puissances apparentes (totale S_{tot} et par phase) en kVA
  - puissances réactives fondamentales (totale $Qfund_{tot}$ et par phase) en kvar
  - puissances de distorsion (totale D_{tot} et par phase) en kvar
- Les valeurs maximales et minimales pour chacune de ces puissances
- Les valeurs de demande et les valeurs crêtes pour les puissances totales P_{tot}, Q_{tot} et S_{tot}
- Les indicateurs cos φ et facteur de puissance (PF)
- Le quadrant de fonctionnement et le type de charge (capacitive ou inductive)

Toutes ces quantités d'électricité sont calculées en temps réel et leurs valeurs mises à jour toutes les secondes.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Principe de mesure de la puissance

Le déclencheur Micrologic E calcule les valeurs de puissance à partir des valeurs RMS des courants et tensions.

Le principe de calcul est basé sur :

- La définition des puissances
- Les algorithmes
- La définition du signe de puissance (disjoncteur alimenté par le haut ou par le bas)

L’algorithme de calcul, basé sur la définition des puissances, est expliqué dans « Algorithme de calcul des puissances » à la page 52.

Les calculs utilisent les harmoniques jusqu’au 15ème rang.

Calcul en fonction du conducteur neutre

L’algorithme de calcul dépend de la présence ou de l’absence d’une mesure de tension sur le conducteur neutre.

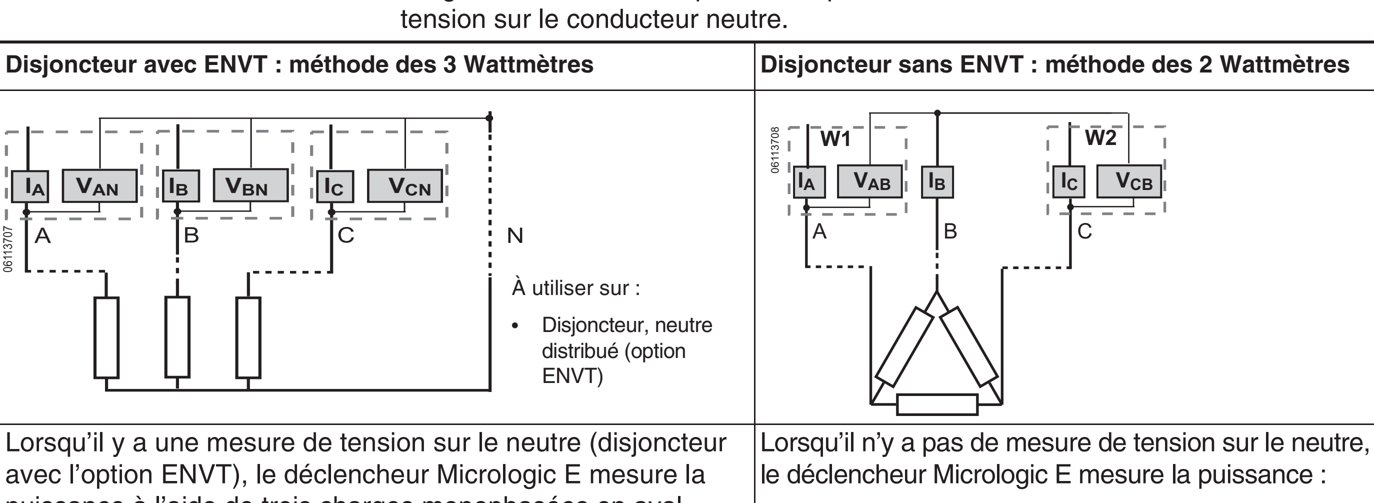
<table>
<tr><th>Disjoncteur avec ENVT : méthode des 3 Wattmètres</th><th>Disjoncteur sans ENVT : méthode des 2 Wattmètres</th></tr>
<tr><td colspan="2">
</td></tr>
<tr><td>Lorsqu’il y a une mesure de tension sur le neutre (disjoncteur avec l’option ENVT), le déclencheur Micrologic E mesure la puissance à l’aide de trois charges monophasées en aval.</td><td>Lorsqu’il n’y a pas de mesure de tension sur le neutre, le déclencheur Micrologic E mesure la puissance :
• À l’aide du courant de deux phases (I_A et I_C) et des tensions composées de chacune de ces deux phases en relation avec la troisième (V_{AB} et V_{CB})
• En supposant (par définition) que le courant dans le conducteur neutre est zéro :
$\vec{i}_A + \vec{i}_B + \vec{i}_C = 0$</td></tr>
<tr><td>Pour calculer la puissance P_{tot} :
$P_{tot} = V_{AN} I_N \cos(\overrightarrow{V_{AN}}, \overrightarrow{I_A}) + V_{BN} I_B \cos(\overrightarrow{V_{BN}}, \overrightarrow{I_B}) + V_{CN} I_C \cos(\overrightarrow{V_{CN}}, \overrightarrow{I_{3C}})$</td><td>Pour calculer la puissance P_{tot}, égale à $PW_1 + PW_2$:
$P_{tot} = V_{AB} I_A \cos(\overrightarrow{V_{AB}}, \overrightarrow{I_A}) + V_{CB} I_C \cos(\overrightarrow{V_{CB}}, \overrightarrow{I_C})$</td></tr>
</table>

Tableau 23 – Options de mesure

Méthode	Neutre non distribué	Neutre distribué Pas d’option ENVT	Neutre distribué Option ENVT
2 wattmètres	X	X[1]	—
3 wattmètres	—	—	X

[1] La mesure est incorrecte si du courant circule dans le neutre.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

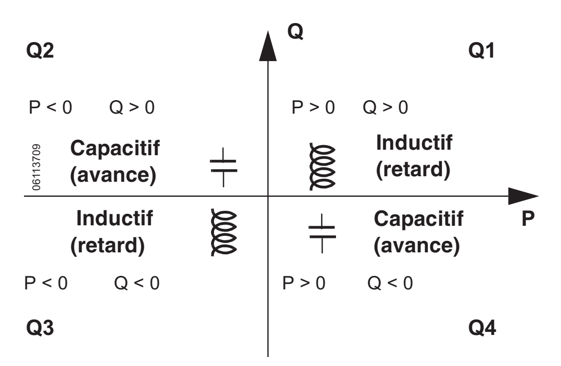
Neutre distribué

Déclarer l'option ENVT à l'aide du logiciel RSU (voir « Configuration de l'option ENVT » à la page 81) et raccorder le ENVT au conducteur neutre.

REMARQUE : La déclaration de l'option ENCT ne résulte pas en calcul correct des puissances. Il est essentiel de raccorder le fil de l'option ENVT au conducteur neutre.

Signe puissance et quadrant de fonctionnement

Figure 17 – Quadrants de fonctionnement (Q1, Q2, Q3 et Q4)



Par définition, les puissances actives sont :

- Signées + quand elles sont utilisées par l'utilisateur, c'est-à-dire quand le dispositif agit comme récepteur
- Signées – quand elles sont fournies par l'utilisateur, c'est-à-dire quand le dispositif agit comme générateur

Par définition, les puissances réactives sont :

- De même signe que les énergies et puissances actives quand le courant est en retard de la tension, c'est-à-dire quand le dispositif est inductif (retard)
- De signe contraire aux énergies et puissances actives quand le courant est avant la tension, c'est-à-dire quand le dispositif est capacitif (avance)

REMARQUE : Les valeurs des puissances sont :

— Signées sur la communication (par exemple, lors de la lecture du module FDM121)

— Non signées lors de la lecture de l'afficheur à cristaux liquides (LCD) Micrologic

Alimentation

Alimenter les disjoncteurs à châssis H, J et L par le haut (standard, emplacement par défaut) ou par le bas : le signe pour la puissance traversant le disjoncteur dépend du type de raccordement.

REMARQUE : Par défaut, le déclencheur Micrologic E signe comme positives les puissances traversant le disjoncteur alimenté par le haut avec des charges raccordées par le bas.

Les disjoncteurs alimentés par le bas doivent avoir les puissances signées comme négatives.

Modifier le signe de la puissance à l'aide du logiciel RSU (voir « Configuration de la puissance » à la page 82).

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Algorithme de calcul des puissances

Les algorithmes sont donnés pour les deux méthodes de calcul, à deux wattmètres et à trois wattmètres. Les définitions et calculs de puissances sont donnés pour un réseau avec harmoniques.

Le déclencheur Micrologic E affiche toutes les quantités calculées (à l'écran ou à l'aide du réseau de communication). Avec la méthode de calcul à deux wattmètres, il n'est pas possible de fournir une mesure de puissance pour chaque phase.

Tableau 24 – Algorithmes des puissances

Calcul	Disjoncteur avec l'option ENVT	Disjoncteur sans l'option ENVT
Données d'entrée : Tensions et courants pour chaque phase (pour plus de renseignements sur les harmoniques de calcul, voir Courants harmoniques, p. 87)	$V_{ij}(t) = \sum_{n=1}^{15} V_{ijn}\sqrt{2}\sin(N\omega t)$ et $V_{ij}(t) = \sqrt{\sum_{n=1}^{15} V_{ijn}^2}$ $V_{iN}(t) = \sum_{n=1}^{15} V_{iNn}\sqrt{2}\sin(N\omega t)$ et $V_i(t) = \sqrt{\sum_{n=1}^{15} V_{in}^2}$ $I_i(t) = \sum_{n=1}^{15} I_{in}\sqrt{2}\sin(N\omega t - \varphi_n)$ et $I_i(t) = \sqrt{\sum_{n=1}^{15} I_{in}^2}$ Où i, j = A, B, C (phase)	—
Puissances actives	$P1 = \frac{1}{T}\int_T v_i(t) i_i(t) dt = \sum_{n=1}^{15} V_{in} I_{in} \cos(v_{in}, i_{in})$ Où i = A, B, C (phase)	— (Seule la puissance active totale peut être calculée.)
	$P_{tot} = P_A + P_B + P_C$	$Ptot = Pw1 + Pw2$ Pw1 et Pw2 sont des puissances fictionnelles calculées par la méthode à 2 wattmètres.
Puissances apparentes pour chaque phase	$S_i = (V_i \cdot I_i)$ Où i, = A, B, C (phase)	—
Puissances réactives avec harmoniques pour chaque phase	La puissance réactive avec harmoniques n'est pas physiquement significative. $Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}$ Où i = A, B, C (phase)	—
Puissances réactives La puissance réactive du fondamental correspond à la puissance réactive physique.	$Qfund_i = V_i I_i \sin\varphi_i$ Où i = A, B, C (phase)	Seule la puissance réactive totale peut être calculée.
	$Qfund_{tot} = Qfund_{totA} + Qfund_{totB} + Qfund_{totC}$	$Qfund_{tot} = Qfund_{w1} + Qfund_{w2}$ $Qfund_{w1}$ et $Qfund_{w2}$ sont les puissances fictionnelles calculées par la méthode à 2 wattmètres.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 24 – Algorithmes des puissances

Puissance de distorsion (la différence quadratique entre la puissance réactive avec harmoniques et la puissance réactive fondamentale).	$D_1 = \sqrt{Q_i^2 - Qfund_i^2}$ Où i = A, B, C (phase)	Seule la puissance de distorsion totale peut être calculée.
	$D_{tot} = D_A + D_B + D_C$	$D_{tot} = D_{w1} + D_{w2}$ D_{w1} et D_{w2} sont les puissances fictionnelles calculées par la méthode à 2 wattmètres.
Puissance réactive totale (avec harmoniques) La puissance réactive totale (avec harmoniques) n'est pas physiquement significative.	$Q_{tot} = \sqrt{Qfund_{tot}^2 + D_{tot}^2}$	$Q_{tot} = \sqrt{Qfund_{tot}^2 + D_{tot}^2}$
Puissance apparente totale	$S_{tot} = \sqrt{P_{tot}^2 + Q_{tot}^2}$	$S_{tot} = \sqrt{P_{tot}^2 + Q_{tot}^2}$

Mesures des énergies (Micrologic E)

Le déclencheur Micrologic E calcule les différents types d'énergie à l'aide de compteurs d'énergie et fournit les valeurs de :

- L'énergie active E_p, l'énergie active fournie E_pOut et l'énergie active consommée E_pIn
- L'énergie réactive E_q, l'énergie réactive fournie E_qOut et l'énergie réactive consommée E_qIn
- L'énergie apparente E_s

Les valeurs d'énergie sont montrées comme une consommation horaire. Les valeurs se mettent à jour toutes les secondes. Les valeurs sont stockées dans une mémoire non volatile toutes les heures.

REMARQUE : Lorsque le courant traversant le disjoncteur est faible (15 à 50 A, selon la valeur nominale), le déclencheur Micrologic E doit être alimenté par une alimentation externe de 24 Vcc pour calculer l'énergie. Voir « Alimentation de contrôle » à la page 9.

Principe de calcul de l'énergie

Par définition

- L'énergie est l'intégration de la puissance instantanée sur une période T :

$$E = \int_T G\delta t \quad \text{où G = P, Q ou S}$$

- La valeur de la puissance active instantanée P et de la puissance réactive Q peut être positive (puissance consommée) ou négative (puissance fournie) selon le quadrant de fonctionnement (voir « Signe puissance et quadrant de fonctionnement » à la page 51).
- La valeur de la puissance apparente S est toujours comptée positivement.

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Compteurs d’énergie partielle

Pour chaque type d’énergie, active ou réactive, un compteur d’énergie partielle consommée et un compteur d’énergie partielle fournie calculent l’énergie accumulée en incrémentant toutes les secondes :

- La contribution de la puissance instantanée consommée pour le compteur d’énergie consommée

  $$E(t)In \text{ (consommée) } = \left(\sum_{t-1} Gin(u) + Gin\right) / 3600$$

  où Gin= P_{tot} ou Q_{tot} consommée
- La contribution comme valeur absolue de la puissance fournie pour le compteur d’énergie fournie (la puissance fournie est toujours comptée négativement)

  $$E(t)(Out) \text{ (fournie) } = \left(\left|\sum_{t-1} Gout(u) + Gout\right|\right) / 3600$$

  où Gin= P_{tot} ou Q_{tot} fournie

Le calcul est initialisé par la dernière action de réinitialisation (voir « Remise à zéro des compteurs d’énergie » à la page 54).

Compteurs d’énergie

À partir des compteurs d’énergie partielle et pour chaque type d’énergie, active ou réactive, un compteur d’énergie fournit l’une des mesures suivantes toutes les secondes :

- L’énergie absolue, en additionnant ensemble les énergies consommées et fournies. Le mode d’accumulation des énergies est absolu

  E(t)absolue = E(t)In + E(t)Out
- L’énergie signée, en différenciant entre les énergies consommées et fournies. Le mode d’accumulation des énergies est signé

  E(t)signée = E(t)In – E(t)Out

L’énergie apparente E_s est toujours comptée positivement.

Sélection de calcul d’énergie

Les renseignements recherchés déterminent la sélection de calcul :

- La valeur absolue de l’énergie qui a franchi les pôles d’un disjoncteur ou les câbles d’un article d’un appareil électrique est relative à un entretien d’une installation.
- Les valeurs signées de l’énergie fournie et de l’énergie consommée sont requises pour calculer le coût économique d’un article d’appareil.

Par défaut, le mode d’accumulation d’énergie absolue est configuré.

Le réglage peut être modifié à l’aide du logiciel RSU (voir « Configuration du mode d'accumulation d'énergie » à la page 82).

Remise à zéro des compteurs d’énergie

Les compteurs d’énergie sont arrangés dans l’ensemble de génération d’énergie (voir « Mesures en temps réel » à la page 44). Remettre à zéro les compteurs d’énergie à l’aide de l’option de communication ou sur le module FDM121 (voir les

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

directives d'utilisation DOCA0088FR : *Afficheur FDM121 pour disjoncteur BT—Guide de l'utilisateur*).

Il y a deux compteurs d'accumulation d'énergie active supplémentaires (E_pIn et E_pOut) qui ne peuvent pas être remis à zéro.

Courants harmoniques

Origine et effets des harmoniques

De nombreuses charges non linéaires présentes sur un réseau électrique créent un niveau élevé de courants harmoniques dans les réseaux électriques.

Ces courants harmoniques :

- déforment les ondes de courants et de tensions
- dégradent la qualité de l'énergie distribuée

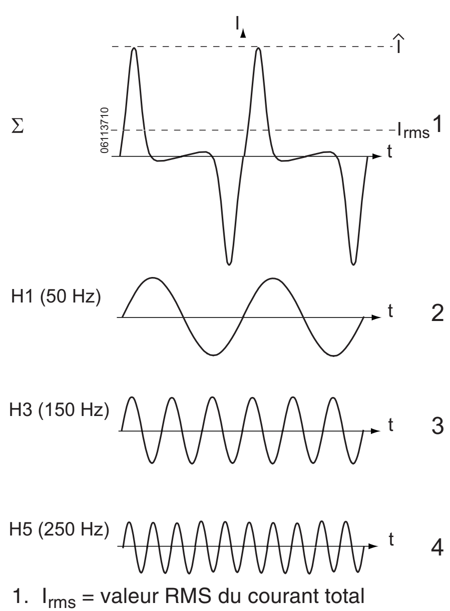
Ces déformations, si elles sont importantes, peuvent entraîner :

- des dysfonctionnements ou un fonctionnement dégradé des dispositifs alimentés
- des échauffements intempestifs des dispositifs et des conducteurs
- une consommation d'alimentation excessive

Ces divers problèmes augmentent les coûts d'installation et de fonctionnement du système. Il est donc nécessaire de contrôler attentivement la qualité de l'énergie.

Définition d'un harmonique

Figure 18 – Onde de courant déformée par des composants harmoniques



1. I_{rms} = valeur RMS du courant total
2. I1 = courant fondamental
3. I3 = courant harmonique de troisième rang
4. I5 = courant harmonique de cinquième rang

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Un signal périodique est une superposition :

- Du signal sinusoïdal original à la fréquence fondamentale (par exemple, 50 Hz ou 60 Hz)
- Des signaux sinusoïdaux dont les fréquences sont des multiples de la fréquence fondamentale, appelés harmoniques
- De tout composant cc

Ce signal périodique est composé d'une somme de termes :

$$y(t) = y_0 + \sum_{1}^{\infty} y_n(\sqrt{2} x \sin(n\omega t - \varphi_n))$$

où:

- y_0 : valeur de la composante continue,
- y_n : valeur efficace de l'harmonique de rang n,
- ω : pulsation de la fréquence fondamentale,
- φ_n : déphasage de la composante harmonique.

REMARQUE : Le composant cc est habituellement très bas (même en amont des ponts redresseurs) et peut être estimé zéro.

REMARQUE : Le premier harmonique est appelé le fondamental (signal original).

FRANÇAIS

Courants et tensions RMS

Les déclencheurs Micrologic E affichent les valeurs RMS des courants et tensions (« Mesures en temps réel » à la page 44).

- Le courant total RMS Irms est la racine carrée de la somme des racines carrées des courants RMS de chaque harmonique :

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{1}^{\infty} I_{nrms}^2} = \sqrt{I_{1rms}^2 + I_{2rms}^2 + \ldots + I_{nrms}^2 + \ldots}$$

- La tension totale RMS Vrms est la racine carrée de la somme des racines carrées des tensions RMS de chaque harmonique :

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{1}^{\infty} V_{nrms}^2} = \sqrt{V_{1rms}^2 + V_{2rms}^2 + \ldots + V_{nrms}^2 + \ldots}$$

Niveaux harmoniques acceptables

Des normes et régulations statutaires diverses établissent les niveaux harmoniques acceptables :

- Norme de compatibilité électromagnétique adaptée aux réseaux publics basse tension : IEC 61000-2-2
- Normes de compatibilité électromagnétique :
  - — pour des charges inférieures à16 A : IEC 61000-3-2
  - — pour des charges supérieures à16 A : IEC 61000-3-4
- Recommendations des entreprises de distribution d'énergie applicables aux installations

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Les résultats d'études internationales ont identifié les valeurs harmoniques typiques qui ne devraient pas être dépassées.

Tableau 25 – Valeurs harmoniques typiques pour la tension comme pourcentage du fondamental

Harmoniques impairs qui ne sont pas des multiples de 3		Harmoniques impairs multiples de 3		Harmoniques pairs	
Rang (n)	**Valeur en % de V_1**	**Rang (n)**	**Valeur en % de V_1**	**Rang (n)**	**Valeur en % de V_1**
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,3%	6	0,5%
13	3%	>15	0,2%	8	0,5%
17	2%	—	—	10	0,5%
>19	1,5%	—	—	>10	0,2%

REMARQUE : Les harmoniques de haut rang (n > 15) ont des valeurs RMS basses et peuvent donc être ignorés.

Mesures et indicateurs de qualité de l'énergie (Micrologic E)

Le déclencheur Micrologic E fournit, à l'aide du réseau de communication, les mesures et les indicateurs de qualité requis pour la gestion de l'énergie :

- Mesure des puissances réactives
- Facteur de puissance PF
- Cos φ
- Distorsion harmonique totale THD
- Mesurage des puissances de distorsion

Pour obtenir de plus amples renseignements, voir « Mesure de puissance (Micrologic E) » à la page 49 et « Mesures des énergies (Micrologic E) » à la page 53.

Les indicateurs de qualité de l'énergie considèrent :

- La gestion de l'énergie réactive (mesure de cos φ) pour optimiser la taille de l'appareil ou éviter les tarifs de pointe
- La gestion des harmoniques pour éviter la dégradation et les dysfonctionnements pendant le fonctionnement

Utiliser ces mesures et indicateurs pour mettre en œuvre des actions correctives afin de maintenir la qualité de l'énergie.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

THD en courant

La distorsion harmonique totale (THD) en courant est un pourcentage de la valeur RMS des courants harmoniques supérieurs à 1 relativement à la valeur RMS du courant fondamental (rang 1). Le déclencheur Micrologic E calcule THD en courant jusqu’au 15ème harmonique :

$$THD(I) = \frac{\sqrt{\sum_{2}^{15} I_{nrms}^{2}}}{I_{rms}} = \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_{rms}}\right)^{2} - 1}$$

THD en courant peut être supérieur à 100 %.

Utiliser la distorsion harmonique totale THD(I) pour évaluer la déformation de l’onde de courant avec un seul nombre (voir le tableau 26).

Tableau 26 – Valeurs limites de THD

Valeur THD(I)	Commentaires
THD(I) < 10 %	Courants harmoniques bas : Peu de risques de dysfonctionnement.
10% < THD(I) < 50 %	Courants harmoniques notables : Risque d’échauffement, surdimensionnement des fournitures.
50% < THD(I)	Courants harmoniques hauts : Les risques de dysfonctionnement, de dégradation et d’échauffement dangereux sont presque certains à moins que l’installation ne soit calculée et dimensionnée avec cette restriction en tête.

La déformation de l’onde de courant créée par un dispositif non linéaire avec une haute distorsion THD(I) peut entraîner la déformation de l’onde de tension, selon le niveau de distorsion et l’impédance de la source. Cette déformation de l’onde de tension affecte tous les dispositifs alimentés par l’alimentation. Des dispositifs sensibles sur le système peuvent donc être affectés. Un dispositif avec une haute THD(I) peut ne pas être affecté lui-même mais pourrait entraîner le dysfonctionnement d’un autre dispositif plus sensible sur le système.

REMARQUE : La mesure de THD(I) est une façon efficace de déterminer la possibilité de problèmes par des dispositifs sur des réseaux électriques.

THD en tension

La distorsion harmonique totale (THD) en tension est le pourcentage de la valeur RMS des tensions harmoniques supérieures à 1 relativement à la valeur RMS de la tension fondamentale (premier rang). Le déclencheur Micrologic E calcule THD en tension jusqu’au 15ème harmonique :

$$THD(V) = \frac{\sqrt{\sum_{2}^{15} V_{nrms}^{2}}}{V_{1rms}}$$

En théorie, ce facteur peut être supérieur à 100 % mais, en pratique, il est rarement supérieur à 15 %.

Utiliser la distorsion harmonique totale THD(V) pour évaluer la déformation de l’onde de tension avec un seul nombre. Les valeurs limites dans le tableau 27 sont communément évaluées par les entreprises de distribution d’énergie.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 27 – Valeurs THD limites

Valeur THD(V)	Commentaires
THD(V) < 5 %	Déformation insignifiante de l'onde de tension. Peu de risques de dysfonctionnement.
5% < THD(V) < 8 %	Déformation notable de l'onde de tension. Risque d'échauffement et de dysfonctionnements.
8% < THD(V)	Déformation notable de l'onde de tension. Il y a un risque de dysfonctionnement à moins que l'installation ne soit calculée et dimensionnée en tenant compte de cette déformation.

La déformation de l'onde de tension affecte tous les dispositifs alimentés par l'alimentation.

REMARQUE : Utiliser l'indication de THD(V) pour évaluer les risques de perturbation de dispositifs sensibles recevant l'alimentation électrique.

Puissance de distorsion D

Lorsqu'une distorsion harmonique est présente, le calcul de la puissance apparente totale implique trois termes :

$$S_{tot}^{2} = P_{tot}^{2} + Q_{tot}^{2} + D_{tot}^{2}$$

La puissance de distorsion D qualifie la perte d'énergie due à la présence d'une distorsion harmonique.

FRANÇAIS

Mesure du facteur de puissance PF et du Cos φ (Micrologic E)

Facteur de puissance PF

Le déclencheur Micrologic E calcule le facteur de puissance PF à partir de la puissance active totale P_{tot} et de la puissance apparente totale S_{tot} :

$$PF = \frac{P_{tot}}{S_{tot}}$$

Cet indicateur qualifie :

- Le surdimensionnement nécessaire pour l'alimentation de l'installation en présence de courants harmoniques
- La présence de courants harmoniques par comparaison avec la valeur de cos φ

Cos φ

Le déclencheur Micrologic E calcule le cos φ à partir de la puissance active totale $Pfund_{tot}$ et de la puissance apparente totale $Sfund_{tot}$ du fondamental (premier rang) :

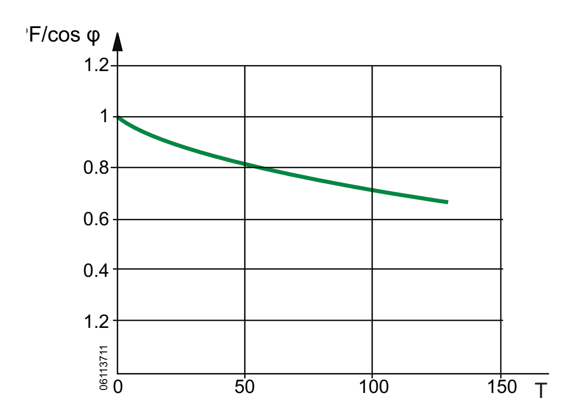
$$\cos\varphi = \frac{Pfund_{tot}}{Sfund_{tot}}$$

Cet indicateur qualifie l'utilisation de l'énergie fournie.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Facteur de puissance PF et Cos φ en présence de courants harmoniques

Figure 19 – PF/Cos φ en fonction de THD(I)



Si la tension d'alimentation n'est pas trop déformée, le facteur de puissance PF est une fonction du cos φ et de THD(I) :

$$PF = \frac{\cos\varphi}{\sqrt{1 + THD(I)^2}}$$

En comparant les deux valeurs, il est possible d'estimer le niveau de déformation harmonique sur l'alimentation.

Signe du facteur de puissance PF et Cos φ

Deux conventions de signe peuvent être appliquées pour ces indicateurs :

- Convention IEC : Le signe pour ces indicateurs est strictement conforme aux calculs signés des puissances (P_{tot}, S_{tot}, $Pfund_{tot}$ et $Sfund_{tot}$)
- Convention IEEE : Les indicateurs sont calculés conformément à la convention IEC mais multipliés par l'inverse du signe pour la puissance réactive (Q)

$$PF = \frac{P_{tot}}{S_{tot}} \times ((-sign)(Q))$$

et

$$\cos\varphi = \frac{Pfund_{tot}}{Sfund_{tot}} \times ((-sign)(Q))$$

REMARQUE : Pour un dispositif, partie d'une installation qui est seulement un récepteur (ou un générateur), l'avantage de la convention IEEE est qu'elle ajoute le type de composant réactif aux indicateurs PF et cos φ :

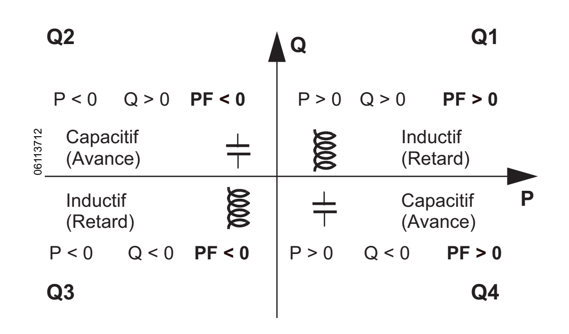
- Avance (capacitif) : signe positif pour les indicateurs PF et cos φ
- Retard (inductif) : signe négatif pour les indicateurs PF et cos φ

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

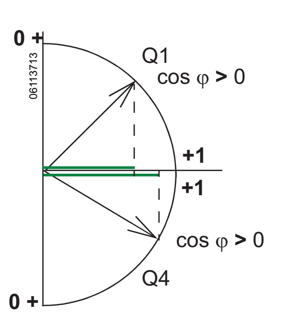
Figure 20 – Signe du facteur de puissance PF et Cos φ par quadrant

Convention IEC

Fonctionnement en tous quadrants (Q1, Q2, Q3, Q4)



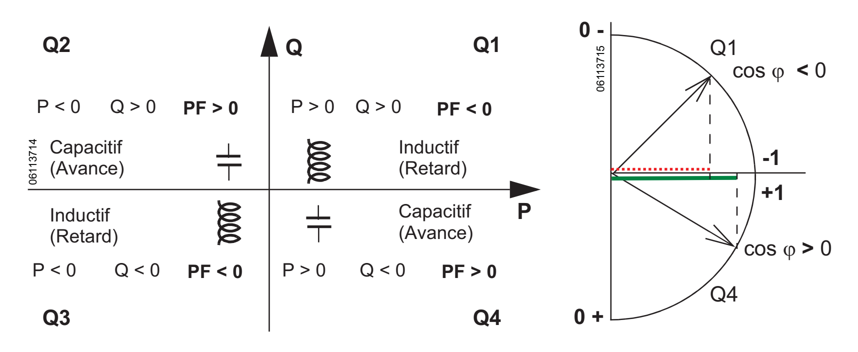
Valeurs du cos φ en fonctionnement récepteur (Q1, Q4)



Convention IEEE

Fonctionnement en tous quadrants (Q1, Q2, Q3, Q4)

Valeurs du cos φ en fonctionnement récepteur (Q1, Q4)



Gestion du facteur de puissance PF et Cos φ : valeurs minimales/maximales

La gestion des indicateurs PF et cos φ consiste à :

- Définir des situations critiques
- Mettre en œuvre une surveillance des indicateurs conformément à la définition des situations critiques

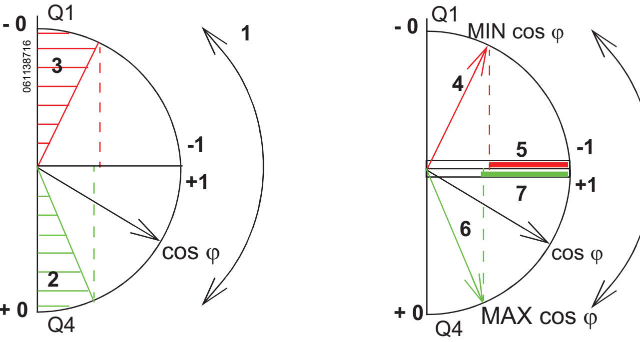
Les situations sont considérées critiques quand les valeurs des indicateurs sont autour de 0. Les valeurs minimales et maximales des indicateurs sont définies pour ces situations.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

La figure 21 illustre les variations de l’indicateur cos φ (avec la définition du min/max du cos φ) et sa valeur selon la convention IEEE pour une application de récepteur :

REMARQUE : Les valeurs minimales et maximales des indicateurs PF et cos φ ne sont pas physiquement significatives : ce sont des marqueurs qui déterminent la zone de fonctionnement idéale pour la charge.

Figure 21 – Indicateur Cos φ



1. Flèches indiquant la gamme de variation du cos φ pour la charge en fonctionnement
2. Zone critique + 0 pour les dispositifs hautement capacitifs (ombrée vert)
3. Zone critique - 0 pour les dispositifs hautement inductifs (ombrée rouge)
4. Position minimale de la charge cos φ (inductif) : flèche rouge
5. Gamme de variation de la valeur de la charge cos φ (inductif) : rouge
6. Position maximale de la charge cos φ (capacitif) : flèche verte
7. Gamme de variation de la valeur de la charge cos φ (capacitif) : vert

Le PF_{max} (ou $\cos\varphi_{max}$) est obtenu pour la plus petite valeur positive de l’indicateur PF (ou cos φ).

Surveillance des indicateurs Cos φ et facteur de puissance PF

Selon la convention IEEE, les situations critiques en mode récepteur sur une charge capacitive ou inductive sont détectées et isolées (deux valeurs).

Le tableau 28 indique le sens dans lequel les indicateurs varient et leur valeur en mode récepteur.

- Les indicateurs de qualité max. et min. indique tous les deux situations critiques.
- Selon la convention IEC, les situations critiques en mode récepteur sur une charge capacitive ou inductive sont détectées mais non isolées (une valeur).

Tableau 28 – Sens des indicateurs et leur valeur en mode récepteur

	Convention IEEE		Convention IEC	
Quadrant de fonctionnement	Q1	Q4	Q1	Q4
Sens dans lequel le cos φ (ou les PF) varie(nt) sur la gamme de fonctionnement	min. ↗ max	min. ↗ max	min. ↘ max	min. ↗ max
Valeur du cos φ (ou PF) sur la gamme de fonctionnement	-0...-0.3...-0.8...-1	+1...+0.8...+0.4...+0	+0...+0.3...+0.8...+1	+1...+0.8...+0.4...+0

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Sélection de la convention de signe du cos φ et du facteur de puissance PF

Sélectionner la convention de signe pour les indicateurs du cos φ et du PF avec le logiciel RSU (voir « Configuration des mesures » à la page 81).

La convention IEEE est appliquée par défaut.

REMARQUE : La sélection de la convention de signe détermine également la sélection de l’alarme. Par exemple, la surveillance d’un indicateur d’alarme qui utilise la convention IEC est incorrecte si la convention IEEE a été configurée.

Mesures

Les déclencheurs Micrologic fournissent les mesures :

- À l’aide du réseau de communication
- Sur l’afficheur de tableau (FDM121) dans le menu Services/Metering (Services/Mesures) (voir les directives d’utilisation DOCA0088FR : *Afficheur FDM121 pour disjoncteur BT—Guide de l’utilisateur*).

Il est possible d’accéder à certaines mesures sur l’afficheur des déclencheurs Micrologic (voir « Écrans de mesure » à la page 15).

Les tableaux de ce chapitre indiquent les mesures disponibles et donnent les informations suivantes pour chaque mesure :

- Unité
- Gamme de mesure
- Précision
- Gamme de précision

Précision

Les déclencheurs sont conformes aux exigences de la norme UL 489.

La précision de chaque mesure est définie :

- Pour un déclencheur Micrologic alimenté dans des conditions normales
- À une température de 23 °C +/- 2 °C (73 °F +/- 3 °F)

Pour une mesure prise à une température différente, dans une gamme de température de -25 °C à +70 °C (-13 °F à +158 °F), le coefficient de déclassement pour la précision de la température est de 0,05 % par degré.

La gamme de précision est la partie de la gamme de mesure pour laquelle la précision définie est obtenue; la définition de cette gamme peut être liée aux caractéristiques de charge du disjoncteur.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

Mesures en temps réel

Tableau 29 – Micrologic A–Mesures en temps réel

Article	Mesure	Unité	Gamme de mesure	Précision	Gamme de précision
Mesure des courants (I_N avec TC externe du neutre en option uniquement)	• Mesures des courants phase I_A, I_B, I_C, et du neutre I_N • Valeurs maximales des courants des phases $I_{A\ max}$, $I_{B\ max}$, $I_{C\ max}$et du neutre $I_{N\ max}$ • Valeur maximale (MAXmax) de tous les courants des phases • Valeurs minimales des courants des phases $I_{A\ min}$, $I_{B\ min}$, $I_{C\ min}$et du neutre $I_{N\ min}$ • Valeur minimale (MINmin) de tous les courants des phases • Mesures du courant moyen I_{avg} • Valeur maximale du courant moyen $I_{avg\ max}$ • Valeur minimale du courant moyen $I_{avg\ min}$	A	0 à 20 I_n	+/- 1%	0,2 à 1,2 I_n
	Micrologic 6 • Mesure de courant de défaut à la terre • Valeur maximale/minimale de courant de défaut à la terre	% I_g	0–600%	—	—

Tableau 30 – Micrologic E–Mesures en temps réel

Article	Mesure	Unité	Gamme de mesure	Précision	Gamme de précision
Mesure des courants (I_N avec TC externe du neutre en option uniquement)	• Mesures des courants des phases I_A, I_B, I_C et du neutre I_N • Valeur maximale des courants des phases $I_{A\ max}$, $I_{B\ max}$, I_{Cmax} et du neutre $I_{N\ max}$ • Valeur maximale (MAXmax) de tous les courants des phases • Valeurs minimales des courants des phases $I_{A\ min}$, $I_{B\ min}$, $I_{C\ min}$ et du neutre $I_{N\ min}$ • Valeur minimale (MINmin) de tous les courants des phases • Mesures du courant moyen I_{avg} • Valeur maximale du courant moyen $I_{avg\ max}$ • Valeur minimale du courant moyen $I_{avg\ min}$	A	0 à 20 I_n	+/- 1%	0,2 à 1,2 I_n
	Micrologic 6 • Mesure de courant de défaut à la terre • Valeur maximale/minimale de courant de défaut à la terre	% I_g	0–600%	—	—
Mesure des déséquilibres de courant La gamme de précision est pour la gamme de courant : 0,2 à 1,2 I_n.	• Mesure de déséquilibre du courant phase I_{Aunbal}, I_{Bunbal}, I_{Cunbal} • Valeurs maximales de déséquilibre de courant de phase $I_{A\ unbal\ max}$, $I_{Bunbal\ max}$, $I_{C\ unbal\ max}$ • Valeur maximale (MAXmax) de tous les déséquilibres des phases **REMARQUE :** • Les valeurs des déséquilibres sont signées (valeurs relatives). • Les valeurs maximales (max) des déséquilibres ne sont pas signées (valeurs absolues).	% I_{avg}	-100–100%	+/- 2%	-100–100%
Mesure de la tension (V_{AN}, V_{BN}, V_{CN} avec un dérivateur de tension externe du neutre [ENVT] en option uniquement)	• Mesures des tensions phase-phase V_{AB}, V_{BC}, V_{CA} et phase-neutre V_{AN}, V_{BN}, V_{CN} • Valeurs maximales des tensions phase-phase $V_{AB\ max}$L-L, $V_{BC\ max}$L-L, $V_{CA\ max}$L-L et phase-neutre $V_{AN\ max}$L-N, $V_{BN\ max}$ L-N, $V_{CN\ max}$L-N • Valeur maximale des tensions phase-phase max. (V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}) • Valeurs minimales des tensions phase-phase $V_{AB\ min}$L-L, $V_{BC\ min}$ L-L, $V_{CA\ min}$ L-L et phase-neutre $V_{AN\ min}$ L-N, $V_{BN\ min}$L-N, $V_{CN\ min}$ L-N • Valeur minimale des tensions phase-phase min. (V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}) • Mesures des tensions moyennes V_{avg} L-L et V_{avg} L-N • Valeur maximale des tensions moyennes $V_{avg\ max}$ L-L et $V_{avg\ max}$L-N • Valeur minimale des tensions moyennes V_{avgmin} L-L et V_{avgmin}L-N	V	0 à 850 V	+/- 0.5%	70 à 850 V

Page suivante

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 30 – Micrologic E–Mesures en temps réel *(suite)*

Article	Mesure	Unité	Gamme de mesure	Précision	Gamme de précision
Mesure des déséquilibres de tension La gamme de précision est pour la gamme de tension: 70 à 850 V (V_{AN}, V_{BN}, V_{CN} avec un dérivateur de tension externe du neutre [ENVT] en option uniquement)	• Mesures des déséquilibres de tension phase-phase $V_{AB\ unbal}$ L-L, $V_{BC\ unbal}$ L-L, $V_{CA\ unbal}$ L-L et phase-neutre $V_{AN\ unbal}$ L-N, $V_{BN\ unbal}$ L-N, $V_{CN\ unbal}$ L-N • Valeurs maximales des déséquilibres de tension phase-phase $V_{AB\ unbal\ max}$ L-L, $V_{BC\ unbal\ max}$ L-L, $V_{CA\ unbal\ max}$ L-L et de phase-neutre $V_{AN\ unbal\ max}$ L-L, $V_{BN\ unbal\ max}$ L-L, $V_{CN\ unbal\ max}$ L-L • Valeurs maximales (MAXmax) de tous les déséquilibres de tension phase-phase et phase-neutre Remarque : • Les valeurs des déséquilibres sont signées (valeurs relatives). • Les valeurs maximales (max) des déséquilibres ne sont pas signées (valeurs absolues).	%V_{avg} L-L %V_{avg} L-N	-100–100%	+/- 1%	100–100%
Mesure des puissances La gamme de précision est pour : • Gamme de courant : 0,1 à 1,2 I_n • Gamme de tension : 70 à 850 V • Gamme de cos φ -1 à -0,5 et 0,5 à 1	Avec un ENVT en option uniquement • Mesure des puissances actives pour chaque phase P_A, P_B, P_C • Valeurs maximales des puissances actives pour chaque phase $P_{A\ max}$, $P_{B\ max}$, $P_{C\ max}$ • Valeurs minimales des puissances actives pour chaque phase $P_{A\ min}$, $P_{B\ min}$, $P_{C\ min}$	kW	-1000 à 1000 kW	+/- 2%	-1000 à -1 kW 1 à 1000 kW
	• Mesure de la puissance active totale P_{tot} • Valeur maximale de la puissance active totale $P_{tot\ max}$ • Valeur minimale de la puissance active totale $P_{tot\ min}$	kW	-3000 à 3000 kW	+/- 2%	-3000 à -3 kW 3 à 3000 kW
	• Avec un ENVT en option uniquement. Mesure des puissances réactives pour chaque phase Q_A, Q_B, Q_C • Valeurs maximales des puissances réactives pour chaque phase $Q_{A\ max}$, $Q_{B\ max}$, $Q_{C\ max}$ • Valeurs minimales des puissances réactives pour chaque phase $Q_{A\ min}$, $Q_{B\ min}$, $Q_{C\ min}$	kvar	-1000 à 1000 kvar	+/- 2%	-1000 à -1 kvar 1 à 1000 kvar
	• Mesure de la puissance réactive totale Q_{tot} • Valeur maximale de la puissance réactive totale $Q_{tot\ max}$ • Valeur minimale de la puissance réactive totale $Q_{tot\ min}$	kvar	-3000 à 3000 kvar	+/- 2%	-3000 à -3 kvar 3 à 3000 kvar
	Avec un ENVT en option uniquement • Mesure des puissances apparentes pour chaque phase S_A, S_B, S_C • Valeurs maximales des puissances apparentes pour chaque phase $S_{A\ max}$, $S_{B\ max}$, $S_{C\ max}$ • Valeurs minimales des puissances apparentes pour chaque phase $S_{A\ min}$, $S_{B\ min}$, $S_{C\ min}$	kVA	-1000 à 1000 kVA	+/- 2%	-1000 à -1 kVA 1 à 1000 kVA
	• Mesure de la puissance apparente totale S_{tot} • Valeur maximale de la puissance apparente totale $S_{tot\ max}$ • Valeur minimale de la puissance apparente totale $S_{tot\ min}$	kVA	-3000 à 3000 kVA	+/- 2%	-3000 à -3 kVA 3 à 3000 kVA
	Avec un ENVT en option uniquement • Mesure des puissances réactives fondamentales pour chaque phase $Qfund_A$, $Qfund_B$, $Qfund_C$ • Valeurs maximales des puissances réactives fondamentales pour chaque phase $Qfund_{A\ max}$, $Qfund_{B\ max}$, $Qfund_{C\ max}$ • Valeurs minimales des puissances réactives fondamentales pour chaque phase $Qfund_{A\ min}$, $Qfund_{B\ min}$, $Qfund_{C\ min}$	kvar	-1000 à 1000 kvar	+/- 2%	-1000 à -1 kvar 1 à 1000 kvar
	• Mesure de la puissance réactive fondamentale totale $Qfund_{tot}$ • Valeur maximale de la puissance réactive fondamentale totale $Qfund_{tot\ max}$ • Valeur minimale de la puissance réactive fondamentale totale $Qfund_{tot\ min}$	kvar	-3000 à 3000 kvar	+/- 2%	-3000 à -3 kvar 3 à 3000 kvar

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 30 – Micrologic E–Mesures en temps réel *(suite)*

Article	Mesure	Unité	Gamme de mesure	Précision	Gamme de précision
Mesure des puissances La gamme de précision est pour : • Gamme de courant : 0,1 à 1,2 I_n • Gamme de tension : 70 à 850 V • Gamme de cos φ -1 à -0,5 et 0,5 à 1	Avec un ENVT en option uniquement • Mesure des puissances de distorsion pour chaque phase D_A, D_B, D_C • Valeurs maximales des puissances de distorsion pour chaque phase $D_{A\ max}$, $D_{B\ max}$, $D_{C\ max}$ • Valeurs minimales des puissances de distorsion pour chaque phase $D_{A\ min}$, $D_{B\ min}$, $D_{C\ min}$	kvar	-1000 à 1000 kvar	+/- 2%	-1000 à -1 kvar 1 à 1000 kvar
	• Mesure de la puissance de distorsion totale D_{tot} • Valeur maximale de la puissance de distorsion totale $D_{tot\ max}$ • Valeur minimale de la puissance de distorsion totale $D_{tot\ min}$	kvar	-3000 à 3000 kvar	+/- 2%	-3000 à -3 kvar 3 à 3000 kvar
Indicateurs de fonctionnement	Mesure du quadrant de fonctionnement	N/A	1, 2, 3, 4	N/A	N/A
	Mesure du sens de rotation des phases	N/A	0. 1	N/A	N/A
	Mesure du type de la charge (capacitive/inductive)	N/A	0. 1	N/A	N/A
Indicateurs de qualité de l'énergie La gamme de précision est : • Gamme de courant : 0,1 à 1,2 I_n • Gamme de tension : 70 à 850 V [THD(V_{AN}), THD(V_{BN}), THD(V_{CN}) avec un ENVT en option uniquement]	Mesure de : • Facteur de puissance PF_A, PF_B, PF_C et cos $φ_A$, cos $φ_B$, cos $φ_C$ pour chaque phase Avec un ENVT en option uniquement • Facteur de puissance PF et cos φ total Valeurs maximales • Par phase des facteurs de puissance PF_{Amax}, PF_{Bmax}, PF_{Cmax} et cos $φ_{Amax}$, cos $φ_{Bmax}$, cos $φ_{Cmax}$ Avec un ENVT en option uniquement • Du facteur de puissance PF_{max} et cos $φ_{max}$ Valeurs minimales : • Du facteur de puissance $PF_{A\ min}$, $PF_{B\ min}$, $PF_{C\ min}$ et cos $φ_{A\ min}$, cos $φ_{B\ min}$, cos $φ_{C\ min}$ pour chaque phase Avec un ENVT en option uniquement • Du facteur de puissance PF_{min} et cos $φ_{min}$ total	—	-1.00–1.00	+/- 2%	-1,00 à -0,50 0,50 à 1,00
	• Mesure de distorsion harmonique totale THD en courant pour chaque phase THD(I_A), THD(I_B), THD(I_C) • Valeurs maximales de distorsion harmonique totale en courant • Distorsion harmonique totale THD en courant pour chaque phase THD$(I_A)_{min}$, THD$(I_B)_{min}$, THD$(I_C)_{min}$	% Ifund	0–>1000%	+/- 10%	0–500%
	• Mesure de distorsion harmonique totale THD en tension phase-phase THD(V_{AB}) L-L, THD(V_{BC}) L-L, THD(V_{CA}) L-L et phase-neutre THD(V_{AN}) L-N, THD(V_{BN}) L-N, THD(V_{CN}) L-N • Valeurs maximales de distorsion harmonique totale en tension phase-phase THD$(V_{AB})_{max}$ L-L, THD$(V_{BC})_{max}$ L-L, THD$(V_{CA})_{max}$ L-L et phase-neutre THD$(V_{AN})_{max}$ L-N, THD$(V_{BN})_{max}$ L-N, THD$(V_{CN})_{max}$ L-N • Valeurs minimales de distorsion harmonique totale en tension phase-phase THD$(V_{AB})_{min}$ L-L, THD$(V_{BC})_{min}$ L-L, THD$(V_{CA})_{min}$ L-L et phase-neutre THD$(V_{AN})_{min}$ L-N, THD$(V_{BN})_{min}$ L-N, THD$(V_{CN})_{min}$ L-N	%Vfund L-L %Vfund L-N	0–>1000%	+/- 5%	0–500%
	• Mesure de la fréquence • Fréquence maximale • Fréquence minimale	Hz	15 à 440 Hz	+/- 0.2%	45 à 65 Hz

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 31 – Micrologic E–Mesures des valeurs de demande

Article	Mesure	Unité	Gamme de mesure	Précision	Gamme de précision
Demande de courant et valeurs crête	• Valeurs de demande des courants phase (I_A, I_B, I_C) et du neutre (I_N) • Valeurs de courant crête phase (I_A, I_B, I_C) et du neutre (I_N)	A	0 à 20 I_n	+/- 1.5%	0,2 à 1,2 I_n
	I_N avec TC externe du neutre en option				
Demande de puissance La gamme de précision est : • Gamme de courant : 0,1 à 1,2 I_n • Gamme de tension : 70 à 850 V • Gamme de cos φ : -1 à -0,5 et 0,5 à 1	• Valeur de demande de la puissance active totale (P_{tot}) • Valeur crête de la puissance active totale P_{tot}	kW	0 à 3000 kW	+/- 2%	0 à 3000 kW
	• Valeur de demande de la puissance réactive totale (Q_{tot}) • Valeur crête de la puissance réactive totale (Q_{tot})	kvar	0 à 3000 kvar	k+/- 2 %	3 à 3000 kvar
	• Valeur de demande de la puissance apparente totale (S_{tot}) • Valeur crête de la puissance apparente totale (S_{tot})	kVA	0 à 3000 kVA	+/- 2%	3 à 3000 kVA

Tableau 32 – Micrologic E–Mesures des énergies

Article	Mesure	Unité	Gamme de mesure	Précision	Gamme de précision
Compteurs d'énergie La gamme de précision est : • Gamme de courant : 0,1 à 1,2 I_n • Gamme de tension : 70 à 850 V • Gamme de cos φ : -1 à -0,5 et 0,5 à 1	• Mesure des énergies actives : E_p, E_pIn fournie et E_pOut consommée	kWh puis MWh	1 kWh–> 1000 TWh	+/- 2%	1 kWh à 1000 TWh
	• Mesures des énergies réactives : E_q, E_qIn fournie et E_qOut consommée	kvarh puis Mvarh	1 kvarh–> 1000 Tvarh	+/- 2%	1 kvarh à 1000 Tvarh
	• Mesure de l'énergie apparente E_s	kVAh puis MVAh	1 kVAh–> 1000 TVAh	+/- 2%	1 kVAh à 1000 TVAh

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Section 4—Alarmes

Alarmes associées aux mesures

Les déclencheurs Micrologic[MC] 5 et 6 surveillent les mesures à l'aide de :

- Une ou deux pré-alarmes (selon le type de déclencheur) affectées à :
  - La protection de longue durée (PAL I_r) pour le déclencheur Micrologic 5
  - La protection de longue durée (PAL I_r) et protection contre les défauts à la terre (PAL I_g) pour le déclencheur Micrologic 6

  Par défaut, ces alarmes sont activées.
- Dix alarmes définies par l'utilisateur comme requis. L'utilisateur affecte chacune de ces alarmes à une mesure.

  Par défaut, ces alarmes sont désactivées.

Toutes les alarmes associées aux mesures sont accessibles :

- À l'aide du réseau de communication
- Sur l'afficheur de tableau (FDM121) (voir les directives d'utilisation DOCA0088FR : *Afficheur FDM121 pour disjoncteur BT—Guide de l'utilisateur*).

Les alarmes associées aux mesures peuvent être affectées à une sortie de module SDx (voir « Réglages des sorties du module SDx » à la page 93).

FRANÇAIS

Configuration des alarmes

Sélectionner les alarmes définies par l'utilisateur et définir leurs fonctions à l'aide du logiciel RSU sous l'onglet Alarms (voir « Configuration des alarmes » à la page 83).

La configuration des alarmes consiste à :

- Sélectionner le niveau de priorité des alarmes
- Régler les seuils d'enclenchement et les retards des alarmes

Les tableaux de description des alarmes indiquent pour chacune d'elles :

- La gamme de réglage (seuils et retards)
- Les valeurs de réglage par défaut (voir « Tableaux des alarmes » à la page 72).

Niveau de priorité des alarmes

Chaque alarme reçoit un niveau de priorité :

- Priorité élevée
- Priorité moyenne
- Priorité faible
- Aucune priorité

La signalisation des alarmes sur l'afficheur de tableau (FDM121) dépend du niveau de priorité de l'alarme (voir les directives d'utilisation DOCA0088FR : *Afficheur FDM121 pour disjoncteur BT—Guide de l'utilisateur*).

L'utilisateur établit le niveau de priorité de chaque alarme, en fonction de l'urgence de l'action requise.

Par défaut, les alarmes ont une priorité moyenne, sauf les alarmes associées aux indicateurs de fonctionnement qui ont une priorité faible (voir « Tableaux des alarmes » à la page 72).

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Conditions d'activation des alarmes

Une alarme associée à une mesure est activée quand :

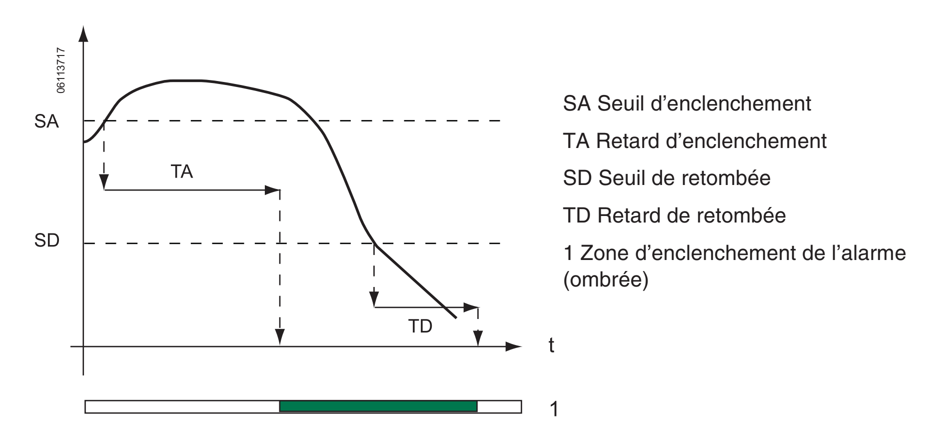
- Les valeurs montent au-dessus du seuil d'enclenchement des mesures pour des conditions de valeur excessive
- Les valeurs tombent au-dessous du seuil d'enclenchement des mesures pour des conditions de valeur insuffisante
- Les valeurs sont égales au seuil d'enclenchement des mesures pour des conditions d'égalité

Le logiciel RSU prédétermine le type de surveillance.

Condition de valeur excessive

L'activation de l'alarme sur une condition de valeur excessive est déterminée à l'aide de deux seuils et deux retards.

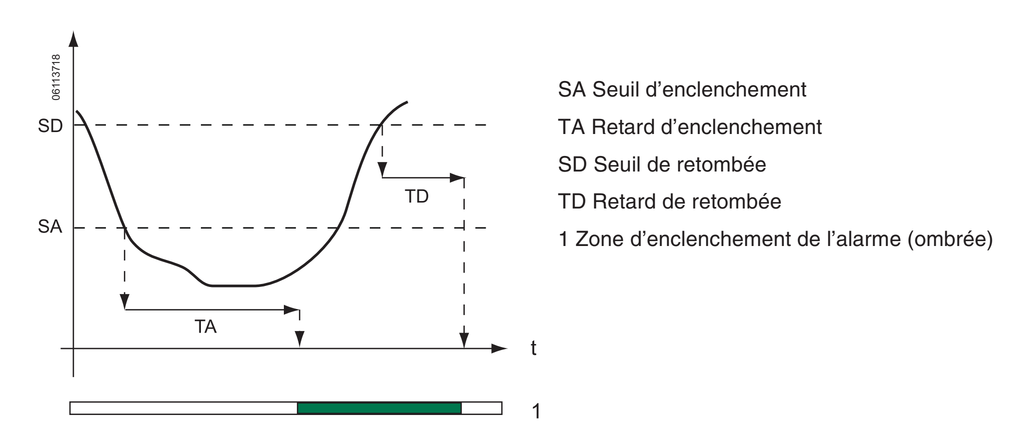
Figure 22 – Activation d'une alarme sur une condition de valeur excessive



Condition de valeur insuffisante

L'activation de l'alarme sur une condition de valeur insuffisante est déterminée à l'aide de deux seuils et deux retards.

Figure 23 – Activation d'une alarme sur une condition de valeur insuffisante



FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

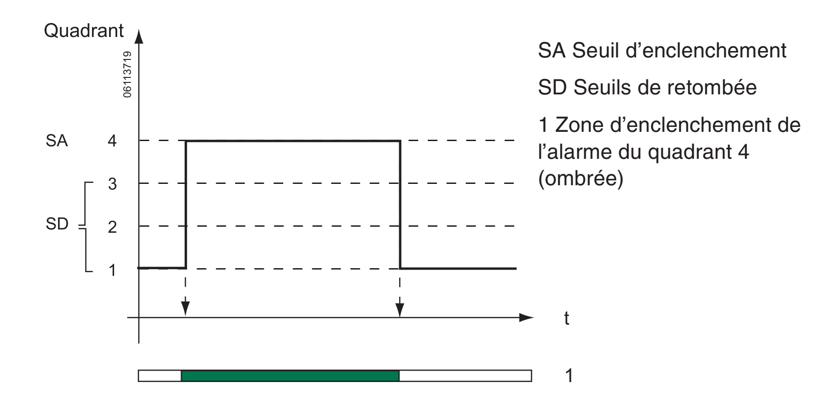
Condition d’égalité

L’alarme est activée quand la quantité surveillée associée est égale au seuil d’enclenchement.

L’alarme est désactivée quand la quantité surveillée associée est différente du seuil d’enclenchement.

L’activation des alarmes est déterminée à l’aide des seuils d’enclenchement/retombée.

Figure 24 – Activation d’une alarme sur une condition d’égalité (surveillance du quadrant 4)



Gestion des retards (conditions de valeur excessive ou insuffisante)

Les retards d’alarmes sont gérés par deux compteurs qui sont normalement à 0.

Pour le seuil d’enclenchement, le compteur de retard est :

- Incrémenté quand la condition d’activation est remplie.
- Décrémenté si la condition d’activation n’est plus remplie (avant la fin du retard d’enclenchement). Si la condition de désactivation est atteinte, le compteur de retard d’enclenchement est remis à zéro et le compteur de retard de retombée est incrémenté.

Pour le seuil de retombée, le même principe est utilisé.

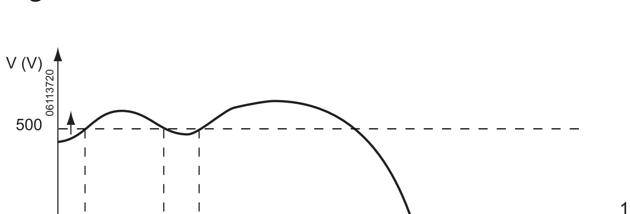
L’exemple de courbe montre la gestion du retard sur une alarme de surtension (code 79, voir « Tableaux des alarmes » à la page 72)

Le compteur de retard d’enclenchement d’alarme se déclenche quand la tension franchit le seuil de 500 V. Il est incrémenté ou décrémenté en fonction de la valeur de la tension relativement au seuil.

Le compteur de retard de retombée d’alarme se déclenche quand la tension retombe au dessous du seuil de 420 V.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Figure 25 – Retard sur une alarme de surtension



1. Évolution de la tension
2. Compteur de retard d’enclenchement à 5 s
3. Compteur de retard de retombée à 2 s
4. Alarme de surtension : zone d’enclenchement (ombrée)

Alarmes sur un évènement de déclenchement, de défaut et d’entretien

Les alarmes sur un évènement de déclenchement, de défaut et d’entretien sont toujours actives. On peut y accéder :

- À l’aide du réseau de communication
- Sur l’afficheur de tableau (FDM121) (voir les directives d’utilisation DOCA0088FR : Afficheur FDM121 pour disjoncteur BT—Guide de l’utilisateur).

Certaines alarmes peuvent être affectées à une sortie de module SDx à l’aide du logiciel du système.

Configuration des alarmes

Les fonctions des alarmes sur un évènement de déclenchement et de défaut sont fixes et ne peuvent pas être modifiées.

Modifier les fonctions de deux alarmes d’entretien (seuil de compteur de fonctionnement OF dépassé, seuil de commande Close dépassé) à l’aide du logiciel RSU sous l’onglet Breaker I/O (E/S du disjoncteur).

Niveau de priorité des alarmes

Chaque alarme reçoit un niveau de priorité :

- Priorité élevée
- Priorité moyenne

Pour plus de détails sur l’utilisation des niveaux de priorité, voir les directives d’utilisation DOCA0088FR : *Afficheur FDM121 pour disjoncteur BT—Guide de l’utilisateur*).

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableaux des alarmes

Tableau 33 – Pré-alarmes

Étiquette	Code	Réglage par défaut	Priorité par défaut	Gamme de réglage		Réglage par défaut			
				Seuils (activation ou retombée)	Retard	Seuils		Retard	
						Activation	Retombée	Activation	Retombée
Pré-alarme I_r (PAL I_r)	1013	Activée	Moyenne	40 à 100 % I_r	1 s	90 % I_r	85 % I_r	1 s	1 s
Pré-alarme I_g (PAL I_g) (déclencheur Micrologic 6)	1014	Activée	Moyenne	40 à 100 % I_g	1 s	90 % I_g	85 % I_g	1 s	1 s

Tableau 34 – Micrologic A–Alarmes définies par l'utilisateur

Étiquette	Code	Réglage par défaut	Priorité par défaut	Gamme de réglage		Réglage par défaut		
				Seuils (activation ou retombée)	Retard	Seuils	Retard	
							Activation	Retombée
Surintensité Inst I_A	1	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	40 s	10 s
Surintensité Inst I_B	2	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	40 s	10 s
Surintensité Inst I_C	3	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	40 s	10 s
Surintensité Inst I_N	4	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	40 s	10 s
Alarme de défaut à la terre (déclencheur Micrologic 6)	5	Désactivée	Moyenne	10 à 100 % I_g	1 à 3000 s	40 % I_g	40 s	10 s
Sous-intensité Inst I_A	6	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Sous-intensité Inst I_B	7	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Sous-intensité Inst I_C	8	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Surintensité I_{avg}	55	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	60 s	15 s
Surintensité I max (A, B, C)	56	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	60 s	15 s
Sous-intensité Inst I_N	57	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Sous-intensité I_{avg}	60	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Sous-intensité I min (A, B, C)	65	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 35 – Micrologic E–Alarmes définies par l'utilisateur

Étiquette	Code	Réglage par défaut	Priorité par défaut	Gamme de réglage		Réglage par défaut		
				Seuils (activation ou retombée)	Retard	Seuils	Retard	
							Activation	Retombée
Surintensité Inst I_A	1	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	40 s	10 s
Surintensité Inst I_B	2	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	40 s	10 s
Surintensité Inst I_C	3	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	40 s	10 s
Surintensité Inst I_N	4	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	40 s	10 s
Alarme de défaut à la terre (déclencheur Micrologic 6)	5	Désactivée	Moyenne	10 à 100 % I_g	1 à 3000 s	40 % I_g	40 s	10 s
Sous-intensité Inst I_A	6	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Sous-intensité Inst I_B	7	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Sous-intensité Inst I_C	8	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Dépass I_{unbal} phase A	9	Désactivée	Moyenne	5 à 60 % I_{avg}	1 à 3000 s	25%	40 s	10 s
Dépass I_{unbal} phase B	10	Désactivée	Moyenne	5 à 60 % I_{avg}	1 à 3000 s	25%	40 s	10 s
Dépass I_{unbal} phase 3C	11	Désactivée	Moyenne	5 à 60 % I_{avg}	1 à 3000 s	25%	40 s	10 s
Surtension V_{AN}	12	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	300 V	40 s	10 s
Surtension V_{BN}	13	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	300 V	40 s	10 s
Surtension V_{CN}	14	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	300 V	40 s	10 s
Sous-tension V_{AN}	15	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	180 V	40 s	10 s
Sous-tension V_{BN}	16	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	180 V	40 s	10 s
Sous-tension V_{CN}	17	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	180 V	40 s	10 s
Dépass V_{unbal} V_{AN}	18	Désactivée	Moyenne	2 % à 30 % V_{avg}	1 à 3000 s	10%	40 s	10 s
Dépass V_{unbal} V_{BN}	19	Désactivée	Moyenne	2 % à 30 % V_{avg}	1 à 3000 s	10%	40 s	10 s
Dépass V_{unbal} V_{CN}	20	Désactivée	Moyenne	2 % à 30 % V_{avg}	1 à 3000 s	10%	40 s	10 s
Dépass total KVA	21	Désactivée	Moyenne	1 à 1000 kVA	1 à 3000 s	100 kVA	40 s	10 s
Dépass KW consommé	22	Désactivée	Moyenne	1 à 1000 kW	1 à 3000 s	100 kW	40 s	10 s
Inversion de puissance KW	23	Désactivée	Moyenne	1 à 1000 kW	1 à 3000 s	100 kW	40 s	10 s
Dépass KVAr consommé	24	Désactivée	Moyenne	1 à 1000 kvar	1 à 3000 s	100 kvar	40 s	10 s
Inversion de puissance KVAr	25	Désactivée	Moyenne	1 à 1000 kvar	1 à 3000 s	100 kvar	40 s	10 s
Sous KVA total	26	Désactivée	Moyenne	1 à 1000 kVA	1 à 3000 s	100 kVA	40 s	10 s
Sous KW consommé	27	Désactivée	Moyenne	1 à 1000 kW	1 à 3000 s	100 kW	40 s	10 s
Sous KVAr consommé	29	Désactivée	Moyenne	1 à 1000 kva	1 à 3000 s	100 kvar	40 s	10 s
PF capacitif (IEEE)[1]	31	Désactivée	Moyenne	0–0.99	1 à 3000 s	0.80	40 s	10 s
PF capacitif ou inductif (IEC)[1]	33	Désactivée	Moyenne	0–0.99	1 à 3000 s	0.80	40 s	10 s
PF inductif (IEEE)[1]	34	Désactivée	Moyenne	-0.99–0	1 à 3000 s	-0.80	40 s	10 s
Dépass THD en courant I_A	35	Désactivée	Moyenne	0–500%	1 à 3000 s	15%	40 s	10 s
Dépass THD en courant I_B	36	Désactivée	Moyenne	0–500%	1 à 3000 s	15%	40 s	10 s
Dépass THD en courant I_C	37	Désactivée	Moyenne	0–500%	1 à 3000 s	15%	40 s	10 s
Dépass THD V_{AN}	38	Désactivée	Moyenne	0–500%	1 à 3000 s	5%	40 s	10 s
Dépass THD V_{BN}	39	Désactivée	Moyenne	0–500%	1 à 3000 s	5%	40 s	10 s
Dépass THD V_{CN}	40	Désactivée	Moyenne	0–500%	1 à 3000 s	5%	40 s	10 s
Dépass THD V_{AB}	41	Désactivée	Moyenne	0–500%	1 à 3000 s	5%	40 s	10 s
Dépass THD V_{BC}	42	Désactivée	Moyenne	0–500%	1 à 3000 s	5%	40 s	10 s
Dépass THD V_{CA}	43	Désactivée	Moyenne	0–500%	1 à 3000 s	5%	40 s	10 s
Surintensité I_{avg}	55	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	60 s	15 s
Surintensité I max (A, B, C)	56	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	I_n	60 s	15 s

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 35 – Micrologic E–Alarmes définies par l'utilisateur *(suite)*

Étiquette	Code	Réglage par défaut	Priorité par défaut	Gamme de réglage		Réglage par défaut		
				Seuils (activation ou retombée)	Retard	Seuils	Retard	
							Activation	Retombée
Sous-intensité I_N	57	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	40 s	10 s
Sous-intensité I_{avg}	60	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Surintensité de demande I_A	61	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Surintensité de demande I_B	62	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Surintensité de demande I_C	63	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Surintensité de demande I_N	64	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Sous-intensité I min (A, B, C)	65	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	5 s
Sous-intensité de demande I_A	66	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Sous-intensité de demande I_B	67	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Sous-intensité de demande I_C	68	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Sous-intensité de demande I_N	69	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	0,2 I_n	60 s	15 s
Dépass I_{unbal} max	70	Désactivée	Moyenne	5 à 60 % I_{avg}	1 à 3000 s	25%	40 s	10 s
Surtension V_{AB}	71	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	500 V	40 s	10 s
Surtension V_{BC}	72	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	500 V	40 s	10 s
Surtension V_{CA}	73	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	500 V	40 s	10 s
Surtension V_{avg} L-N	75	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	300 V	5 s	2 s
Sous-tension V_{AB}	76	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	320 V	40 s	10 s
Sous-tension V_{BC}	77	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	320 V	40 s	10 s
Sous-tension V_{CA}	78	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	320 V	40 s	10 s
Surtension V max L-L	79	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	300 V	5 s	2 s
Sous-tension V_{avg} L-N	80	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	180 V	5 s	2 s
Sous-tension V min L-L	81	Désactivée	Moyenne	100 à 1100 V	1 à 3000 s	180 V	5 s	2 s
Dépass Vunb max L-N	82	Désactivée	Moyenne	2 % à 30 % V_{avg}	1 à 3000 s	10%	40 s	10 s
Dépass V_{unbal} V_{AB}	86	Désactivée	Moyenne	2 % à 30 % V_{avg}	1 à 3000 s	10%	40 s	10 s
Dépass V_{unbal} V_{BC}	87	Désactivée	Moyenne	2 % à 30 % V_{avg}	1 à 3000 s	10%	40 s	10 s
Dépass V_{unbal} V_{CA}	88	Désactivée	Moyenne	2 % à 30 % V_{avg}	1 à 3000 s	10%	40 s	10 s
Dépass Vunb max L-L	89	Désactivée	Moyenne	2 % à 30 % V_{avg}	1 à 3000 s	10%	40 s	10 s
Séquence des phases	90	Désactivée	Moyenne	0.1	N/A	0	N/A	N/A
Sous-fréquence	92	Désactivée	Moyenne	45 à 65 Hz	1 à 3000 s	45 Hz	5 s	2 s
Surfréquence	93	Désactivée	Moyenne	45 à 65 Hz	1 à 3000 s	65 Hz	5 s	2 s
Dépass puissance de demande KW	99	Désactivée	Moyenne	1 à 1000 kW	1 à 3000 s	100 kW	40 s	10 s
Cos φ capacitif (IEEE) [1]	121	Désactivée	Moyenne	0–0.99	1 à 3000 s	0.80	40 s	10 s
Cos φ capacitif/inductif (IEEE) [1]	123	Désactivée	Moyenne	0–0.99	1 à 3000 s	0.80	40 s	10 s
Cos φ inductif (IEEE) [1]	124	Désactivée	Moyenne	-0.99–0	1 à 3000 s	-0.80	40 s	10 s
Dépass I_A Dmd crête	141	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	I_n	60 s	15 s
Dépass I_B Dmd crête	142	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	I_n	60 s	15 s
Dépass C_3 Dmd crête	143	Désactivée	Moyenne	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	I_n	60 s	15 s
Dépass I_N Dmd crête	144	Désactivée	Faible	0,2 à 10,5 I_n	1 à 3000 s	I_n	60 s	15 s
Capacitif	145	Désactivée	Faible	0.0	1 à 3000 s	0	40 s	10 s
Inductif	146	Désactivée	Faible	1.1	1 à 3000 s	1	40 s	10 s
Quadrant 1	147	Désactivée	Faible	1.1	1 à 3000 s	1	40 s	10 s
Quadrant 2	148	Désactivée	Faible	2.2	1 à 3000 s	2	40 s	10 s

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 35 – Micrologic E–Alarmes définies par l'utilisateur *(suite)*

Étiquette	Code	Réglage par défaut	Priorité par défaut	Gamme de réglage		Réglage par défaut		
				Seuils (activation ou retombée)	Retard	Seuils	Retard	
							Activation	Retombée
Quadrant 3	149	Désactivée	Faible	3.3	1 à 3000 s	3	40 s	10 s
Quadrant 4	150	Désactivée	Faible	4.4	1 à 3000 s	4	40 s	10 s

[1] Le type des alarmes associées à la surveillance des indicateurs cos φ et PF doit toujours être en harmonie avec la convention de signe (IEEE ou IEC) pour l'indicateur PF.

Tableau 36 – Alarmes des évènements

Type d'alarme	Étiquette	Code	Sortie du module SDx	Priorité
Alarmes sur un évènement de déclenchement	Protection de longue durée I_r	16384	Oui	Élevée
	Protection de courte durée I_{sd}	16385	Oui	Élevée
	Protection instantanée I_i	16386	Oui	Élevée
	Défaut à la terre I_g	16387	Oui	Élevée
	Protection instant. intégrée	16390	Non	Élevée
	Défaut déclencheur (STOP)	16391	Oui	Élevée
	Protection instant. Vigi	16392	Non	Élevée
	Déclenchement réflexe	16393	Non	Élevée
	Signalisation de déclenchement SD	1905	Oui	Moyenne
Alarmes sur un évènement de défaut	Défaut BSCM (Stop)	1912	Oui	Élevée
	Défaut BSCM (Err)	1914	Oui	Moyenne
Alarmes sur un évènement d'entretien	Fonctionnement OF dépassé	1916	Oui	Moyenne
	Commande de fermeture dépassée	1919	Oui	Moyenne

FRANÇAIS

Fonctionnement des sorties des modules SDx affectées à des alarmes

Deux alarmes peuvent être affectées aux deux sorties du module SDx.

Configurer les deux sorties à l'aide du logiciel RSU (onglet Outputs [sorties]). Elles sont activées (ou désactivées) par l'intervention (ou l'achèvement) :

- D'une alarme associée à une mesure (voir « Alarmes associées aux mesures » à la page 68)
- D'une alarme sur un évènement de déclenchement, de défaut et d'entretien (voir « Alarmes sur un évènement de déclenchement, de défaut et d'entretien » à la page 71)

Pour plus de détails sur les modules SDx, voir *Disjoncteur PowerPact[MC] à châssis H, J et L—Guide de l'utilisateur*.

Modes de fonctionnement des sorties du module SDx

Sélectionner le mode de fonctionnement pour les sorties du module SDx comme :

- Mode sans accrochage

  La position de la sortie (S) suit les transitions de l'alarme (A) associée.
- Mode avec accrochage

  La position de la sortie (S) suit la transition active de l'alarme (A) associée et reste accrochée indépendamment de l'état d'alarme.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

- Mode sans accrochage retardé

  La sortie (S) suit la transition d’activation pour l’alarme (A) associée. La sortie retourne à la position désactivée après un certain retard, indépendamment de l’état d’alarme.

  La gamme de réglage pour le retard (à l’aide du logiciel RSU) est de 1 à 360 s. Le réglage par défaut du retard est de 5 secondes.

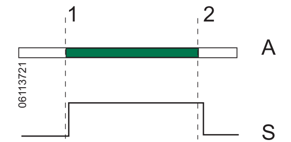
- Mode forcé ouvert ou fermé

  — En mode forcé ouvert, la sortie reste en position désactivée, indépendamment de l’état d’alarme.

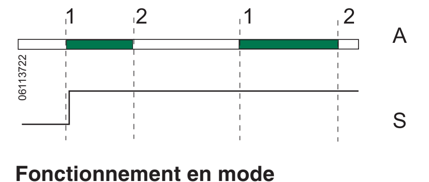
  — En mode forcé fermé, la sortie reste en position activée, indépendamment de l’état d’alarme.

REMARQUE : Ces deux modes peuvent être utilisés pour déverminer ou vérifier une installation électrique.

Fonctionnement en mode sans accrochage



Fonctionnement en mode avec accrochage



Fonctionnement en mode sans accrochage retardé

1 2 A

06113723

S

A Alarme :

Ombré quand activée
Blanc quand désactivée

S Sortie :

Position haute = activée
Position basse = désactivée

1 Transition d’activation de l’alarme

2 Transition de désactivation de l’alarme

Acquittement du mode avec accrochage

Acquitter le mode avec accrochage à l’aide du terminal d’exploitation du déclencheur Micrologic en appuyant sur Special Features (Fonctions spéciales) du Latching Mode (mode avec accrochage)

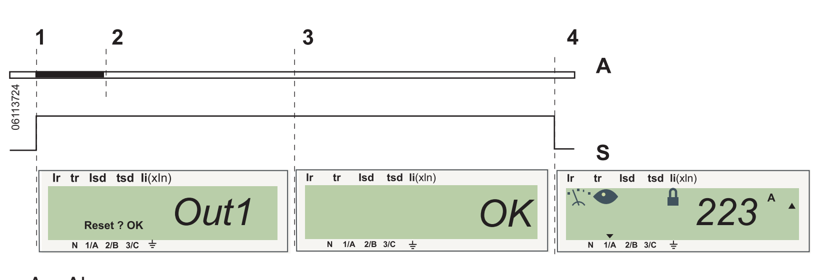
Si la requête d’acquittement est faite quand l’alarme est encore active :

- L’acquittement de la position active de la sortie est sans effet.
- La navigation du terminal d’exploitation est possible.
- L’économiseur d’écran retourne au message Out1.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Si deux alarmes associées aux deux sorties en mode avec accrochage sont actives :

- Le premier message d’alarme Out1 (ou Out2) est affiché à l’écran jusqu’à ce que l’alarme est acquittée (la position active de la sortie est acquittée après la désactivation de l’alarme).
- Après l’acquittement de la première alarme, l’écran affiche le deuxième message d’alarme Out2 (ou Out1) jusqu’à ce que la deuxième alarme soit reconnue.
- Après les deux reconnaissances, l’afficheur retourne à l’économiseur d’écran.



A Alarme :
Vert quand activée
Blanc quand désactivée

S Sortie :
Position haute = activée

Étape	Événement/Action	Informations de l’afficheur
1	Activation de l’alarme	« Out1 » est affiché.
2	Désactivation de l’alarme	« Out1 » reste affiché.
3	Confirmer la position active de la sortie (appuyer deux fois sur la touche)	OK est affiché.
4	–	L’économiseur d’écran est affiché.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Section 5—Logiciel utilitaire de réglage à distance (RSU)

Réglage de la fonction

Le logiciel utilitaire de réglage à distance (RSU) fonctionne avec les déclencheurs Micrologic^MC pour :

- Vérifier et configurer :
  - Fonctions de mesure
  - Alarmes
  - Affectation des sorties du module SDx
  - Fonctions du BSCM
  - Module d’interface Modbus^MC
- Modifier les mots de passe
- Sauvegarder les configurations
- Éditer les configurations
- Afficher les courbes de déclenchement
- Télécharger le micrologiciel

Dans le contexte de ce manuel, seules les fonctions relatives à la configuration du déclencheur Micrologic et des modules SDx sont décrites. Pour plus de renseignements sur les fonctions, en particulier la configuration de l’option BSCM, de l’option d’interface de communication Modbus et des mots de passe, voir *RSU Software Online Help (Aide en ligne pour le logiciel RSU)*.

FRANÇAIS

Utilisation du logiciel RSU

Le logiciel RSU peut être utilisé :

- En mode autonome, directement sur le déclencheur Micrologic à l’aide du point d’essai, d’un ordinateur standard et du module de maintenance.
- À l’aide du réseau de communication

Pour plus de détails, voir *RSU Software Online Help (Aide en ligne pour le logiciel RSU)*.

Profils d’utilisateurs

Deux profils d’utilisateurs différents sont disponibles dans le logiciel RSU : Mise en service et Service Schneider

- Le profil mise en service est le profil par défaut quand vous démarrez le logiciel RSU. Ce profil n’exige pas de mot de passe.
- Le profil Service Schneider permet le même accès que le profil mise en service outre les mises à jour du logiciel et les réinitialisations par mot de passe. Télécharger le logiciel à partir de www.schneider-electric.com.

Pour télécharger le logiciel d’essai RSU (LV4ST100) :

- aller à www.schneider-electric.com et faire une recherche pour LV4ST100.
- Cliquer sur LV4ST100, puis sur « Software/Firmware » dans le menu « Downloads », ensuite télécharger.

Mode hors ligne

Utiliser le mode hors ligne pour configurer les fonctions de protection, de mesure et d’alarmes du déclencheur Micrologic à l’aide du logiciel RSU.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

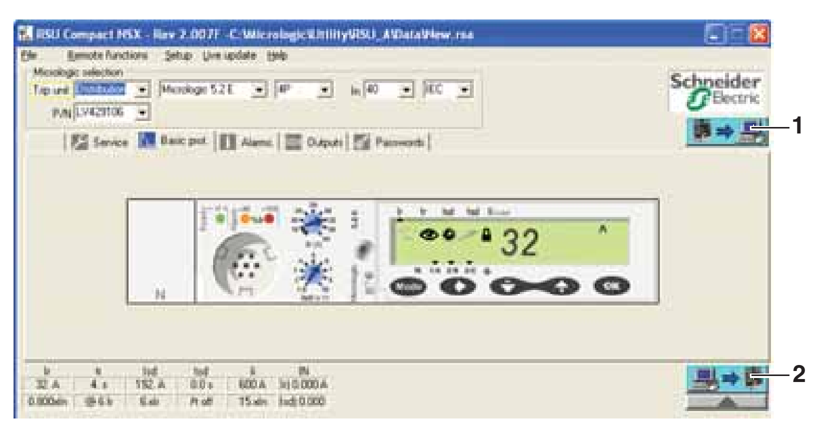
Pour plus de détails sur le mode hors ligne, voir *RSU Software Online Help (Aide en ligne pour le logiciel RSU)*.

Mode en ligne

Utiliser le mode en ligne pour :

- Effectuer les mêmes configurations qu’avec le mode hors ligne
- Télécharger des informations depuis ou vers le déclencheur Micrologic

Pour plus de détails sur le mode en ligne, voir *RSU Software Online Help (Aide en ligne pour le logiciel RSU)*.



Deux boutons situés sur la droite de l’écran activent le transfert des données.

1. Bouton pour télécharger des informations depuis le déclencheur vers l’ordinateur
2. Bouton pour télécharger des informations depuis l’ordinateur vers le déclencheur

Onglets de configuration du logiciel

Accéder aux fonctions de configuration du logiciel RSU à l’aide des différents onglets.

Onglet	Description	Fonctions
Service	Mesure	Configuration des fonctions de mesure (Micrologic E)
Basic prot	Protection de base	Réglage des fonctions de protection
Alarms.	Alarme	Configuration des pré-alarmes et des 10 alarmes définies par l’utilisateur
SDX Outputs	Sorties SDx	Affectation des deux sorties SDx
Passwords	Mot de passe	Configuration de 4 niveaux de mots de passe du BSCM
BSCM BreakerI/O	Option BSCM	• Compteurs de manoeuvres OF et actions sur défauts SD et SDE • Seuil d’alarme associé au compteur OF • Mécanisme du moteur avec module de communication Compteur de commande de fermeture • Mécanisme du moteur avec module de communication Configuration de la commande de réarmement du moteur • Mécanisme du moteur avec module de communication Seuil d’alarme associé au compteur de commande de fermeture
ModBus Interface	Option d’interface Modbus	• Lecture des adresses Modbus • Réglage des fonctions de communication

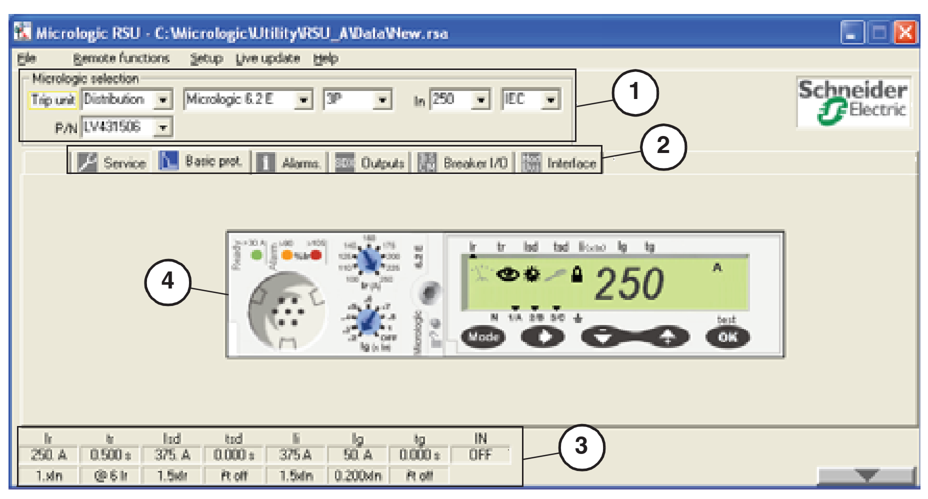
 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

L’onglet **Basic prot.** est l’affichage par défaut quand l’utilisateur démarre RSU.

Un pictogramme bleu indique quel onglet est actif.

Par exemple, ce pictogramme indique que l’onglet **Basic prot.** est l’onglet actif.

Dans la figure ci-dessous, l’utilisateur a sélectionné manuellement un déclencheur Micrologic 6.2.E (mode hors ligne). L’écran de protection de base affiche une reproduction de la face avant du déclencheur Micrologic et ses réglages de protection.



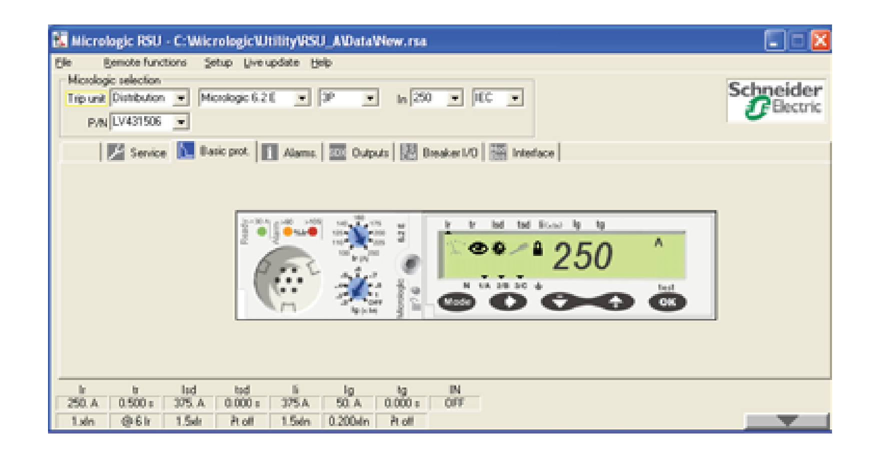
1. Fenêtres de sélection du Micrologic
2. Onglets des fonctions accessibles
3. Réglages de protection
4. Reproduction de la face avant du déclencheur Micrologic

Enregistrement et impression

Les différents réglages et données peuvent être enregistrés et imprimés.

Fonctions de protection

Accéder aux réglages des fonctions de protection à l’aide du logiciel RSU sous Basic prot (onglet par défaut).



© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Réglage des fonctions de protection

L’écran du logiciel RSU est le même que la face avant des déclencheurs. Les principes de réglage et de navigation sont identiques à ceux décrits dans « Mode de lecture » à la page 14 et « Mode de réglage » à la page 23.

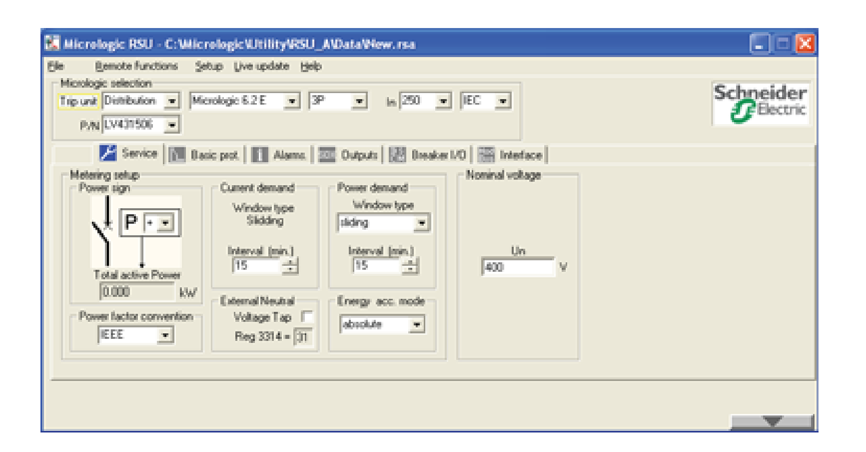
REMARQUE : L’accès aux réglages n’est possible que lorsque le cadenas est déverrouillé (pour plus de renseignements sur le déverrouillage du cadenas, voir « Principes de navigation » à la page 13).

Présélection des fonctions de protection par un cadran

Lorsqu’une fonction de protection est présélectionnée par un cadran, le cadran sur le déclencheur Micrologic et le cadran virtuel sur le logiciel RSU doivent être dans une position identique.

Configuration des mesures

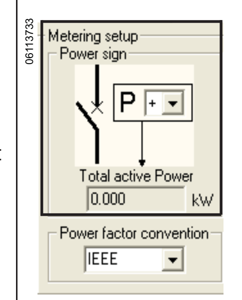
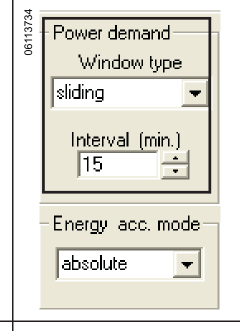
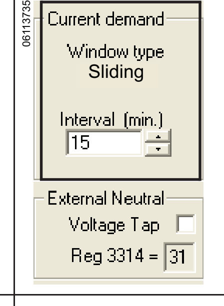
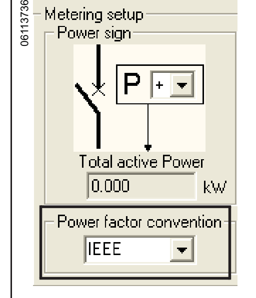
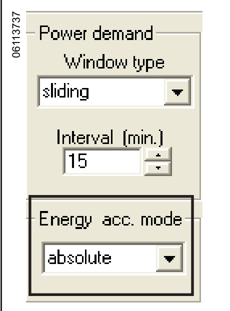
Accéder aux réglages de la configuration des mesures à l’aide du logiciel RSU sous l’onglet Service .



Description	Écran	Action
Configuration de l’option ENVT (Dispositif d’action d’écran)	06113732 Current demand Window type Sliding Interval (min.) 15 External Neutral Voltage Tap Reg 3314 = 31	Cocher la case de déclaration pour l’option ENVT dans la fenêtre Metering setup/External Neutral Voltage Tap (Configuration des mesures/Prise externe de tension du neutre). Pour une description du contenu du registre Modbus 3314, voir le *Guide de l’utilisateur de communication Modbus pour les disjoncteurs Modbus PowerPact^{MC} à châssis H, J et L.* **REMARQUE :** Régler l’option ENCT directement sur l’écran du déclencheur Micrologic ou à l’aide du logiciel RSU sous l’onglet Basic prot.

FRANÇAIS

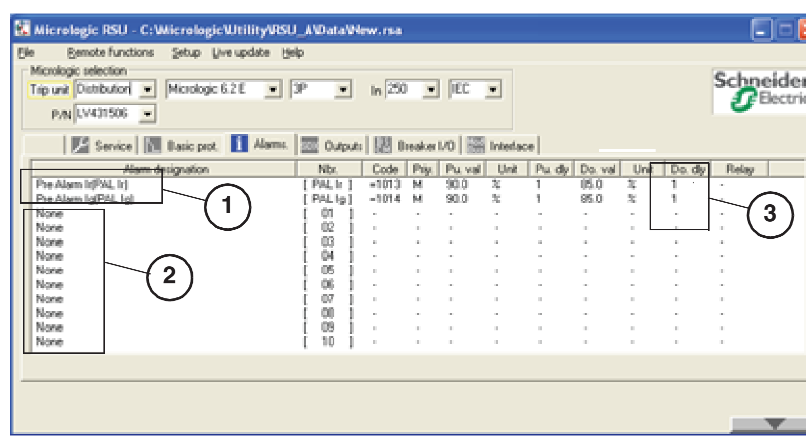
 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Configuration de la puissance Offre le choix du signe de puissance dans l'onglet Services		Dans la fenêtre Metering setup/Power sign (Configuration des mesures/Signe de puissance), sélectionner le signe de puissance : • + : la puissance traversant le disjoncteur du haut vers le bas est comptée positivement. • - : la puissance traversant le disjoncteur du bas vers le haut est comptée négativement. La valeur par défaut du signe de la puissance est +.
Configuration des valeurs de demande		Utiliser les deux menus déroulants pour régler les fonctions de calcul de la valeur de demande de puissance dans la fenêtre Power demand : • Sélectionner le type de fenêtre de calcul dans le menu déroulant Window type : fenêtre fixe, fenêtre glissante, fenêtre synchronisée. • Indiquer la durée de la fenêtre de calcul à l'aide des barres de défilement dans le menu déroulant Interval. La durée peut être de 5 à 60 minutes en incréments de 1 minute.
Configuration de la demande de courant		Dans la fenêtre Current demand/Interval (Demande de courant/Intervalle), indiquer la durée de la fenêtre de calcul à l'aide des barres de défilement dans le menu déroulant Interval : la durée peut être de 5 à 60 minutes en incréments de 1 minute. Le type de fenêtre de calcul doit être une fenêtre glissante.
Indicateur de qualité		Régler les indicateurs cos φ et PF (facteur de puissance) dans l'onglet Setup Services (Services de configuration) : Sélectionner la convention de signe dans la fenêtre de Power factor sign (Signe du facteur de puissance). Le réglage par défaut pour la convention de signe est la convention IEEE.
Configuration du mode d'accumulation d'énergie		Pour configurer le mode d'accumulation d'énergie dans l'onglet Services : Sélectionner le mode d'accumulation d'énergie dans la fenêtre Energy Accu Mode. • Énergie absolue : Les énergies, fournie et consommée, sont comptées positivement. • Énergie signée : L'énergie fournie est évaluée négativement, l'énergie consommée est évaluée positivement. Le réglage par défaut pour le mode d'accumulation d'énergie est le mode d'énergie absolue.

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Configuration des alarmes

Accéder à la sélection et la configuration des alarmes à l’aide du logiciel RSU sous l’onglet **Alarms** .



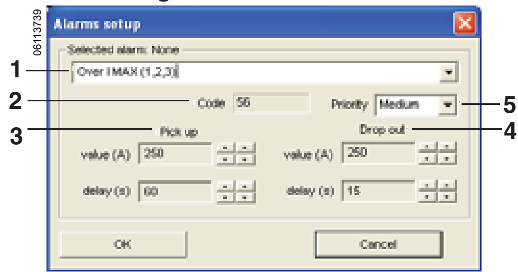
1. Alarme déjà activée et configurée
2. Liste des affectations d’alarmes possibles
3. Fonctions d’alarmes

Activation d’une alarme

1. Sélectionner « none » (aucune) pour une affectation libre, par exemple la première ligne disponible sur l’écran de l’onglet Alarms.
2. Cliquer deux fois sur none; l’écran de sélection et configuration des alarmes apparaissent :
3. Sélectionner l’alarme à activer à partir du menu déroulant sur l’écran Alarm setup.
4. Une fois que l’alarme a été sélectionnée :
   —Si le réglage par défaut est correct, cliquer sur OK (l’alarme est activée dans le menu déroulant des affectations avec les fonctions par défaut)

   —Pour modifier le réglage par défaut, régler les fonctions de l’alarme.

Écran de configuration des



1. Nom de l’alarme
2. Code d’alarme
3. Fonctions d’activation (enclenchement et retard)
4. Fonctions de désactivation (retombée et retard)
5. Niveau de priorité

Pour les fonctions avec une gamme de réglages importante, il y a deux barres de défilement:

- Barre de défilement de gauche pour la présélection
- Barre de défilement de droite pour le fin réglage

À moins d’un réglage, les fonctions restent à leur valeur par défaut (sauf quand le logiciel RSU doit modifier la valeur pour éviter un conflit de réglage).

Le logiciel RSU surveille les gammes de réglage et interdit les conflits de réglages (par exemple, si le seuil d’enclenchement est réglé au dessous du seuil de retombée pour une alarme avec une condition de valeur excessive, le logiciel règle les seuils à la même valeur).

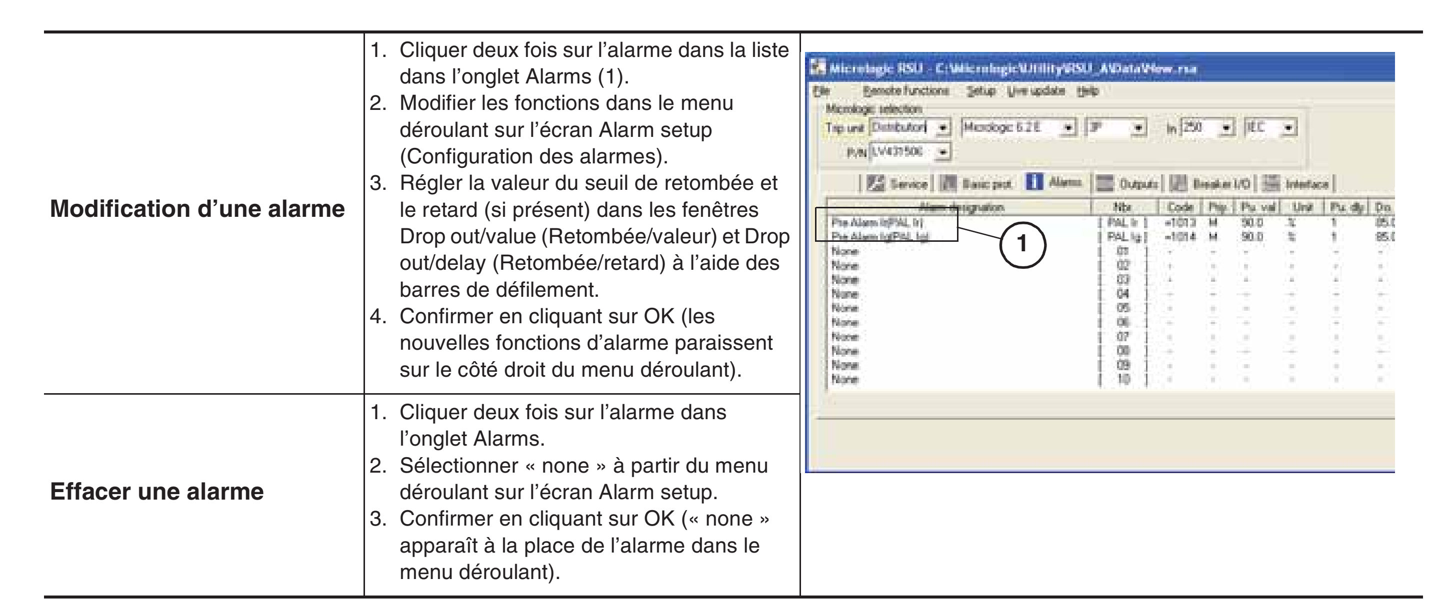
Configuration des fonctions des alarmes

Pour plus de détails sur la liste des alarmes, les gammes de réglage et les réglages par défaut, voir le « Tableaux des alarmes » à la page 72.

1. Régler le niveau de priorité dans la fenêtre Priority (Priorité) à l’aide de la barre de défilement (quatre options).
2. Régler la valeur du seuil d’enclenchement et le retard (si présent) dans les fenêtres Pick up/value (Enclenchement/valeur) et Pick up/delay (Enclenchement/retard) à l’aide des barres de défilement.
3. Régler la valeur du seuil de retombée et le retard (si présent) dans les fenêtres Drop out/value (Retombée/valeur) et Drop out/delay (Retombée/retard) à l’aide des barres de défilement.
4. Confirmer le réglage en cliquant sur OK. L’alarme est activée dans le menu déroulant des affectations avec son niveau de priorité et les valeurs de son activation et de ses fonctions de désactivation.

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

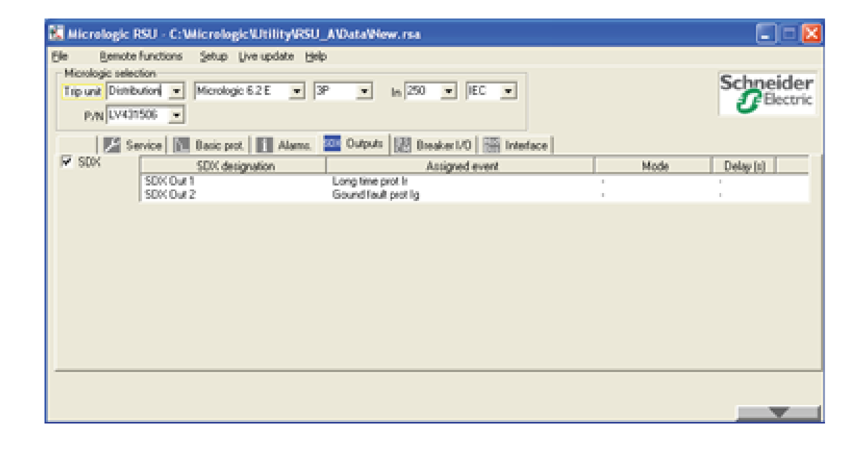


Modification d’une alarme	1. Cliquer deux fois sur l’alarme dans la liste dans l’onglet Alarms (1). 2. Modifier les fonctions dans le menu déroulant sur l’écran Alarm setup (Configuration des alarmes). 3. Régler la valeur du seuil de retombée et le retard (si présent) dans les fenêtres Drop out/value (Retombée/valeur) et Drop out/delay (Retombée/retard) à l’aide des barres de défilement. 4. Confirmer en cliquant sur OK (les nouvelles fonctions d’alarme paraissent sur le côté droit du menu déroulant).
Effacer une alarme	1. Cliquer deux fois sur l’alarme dans l’onglet Alarms. 2. Sélectionner « none » à partir du menu déroulant sur l’écran Alarm setup. 3. Confirmer en cliquant sur OK (« none » apparaît à la place de l’alarme dans le menu déroulant).

Réglages des fonctions des sorties du module SDx

Toutes les alarmes sur un évènement de déclenchement, de défaut et d’entretien et toutes les alarmes associées à une mesure, précédemment activées dans l’onglet Alarms, peuvent être affectées à une sortie du module SDx.

Accéder aux réglages des sorties du module SDx à l’aide du logiciel RSU sous l’onglet Output (Sortie) SDX Outputs .



 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Affectation par défaut des sorties du module SDx

L'onglet Outputs pour un déclencheur Micrologic 6

06113741

☑ SDX

SDX designation	Assigned event	Mode	Delay (s)
SDX Out 1	Long time prot Ir	-	-
SDX Out 2	Gound fault prot Ig	-	-

- Déclencheur Micrologic 5 :
  — La sortie 1 est l'indication de défaut thermique (SDT).
  — La sortie 2 est la pré-alarme de longue durée (PAL I_r).
- Déclencheur Micrologic 6 :
  — La sortie 1 est l'indication de défaut thermique (SDT) pour les applications de distribution de l'électricité.

Affectation d'une alarme à un module SDx

06113742

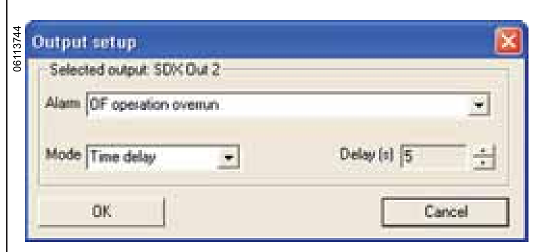
☑ SDX

SDX Out 1

SDX designation	Assigned event	Mode	Delay (s)
SDX Out 1	Long time prot Ir	-	-
SDX Out 2	Gound fault prot Ig	-	-

1. Sélectionner la fenêtre Output Setup (Configuration des sorties)
   Cliquer deux fois sur la sortie « Out1 » ou « Out2 » à affecter. Une fenêtre de configuration des sorties apparaît.

06113743



2. **Sélectionner Alarm (Alarme)**
   Sélectionner l'alarme à affecter à la sortie à partir du menu déroulant Alarm dans la fenêtre Output setup. Le menu déroulant contient toutes les alarmes sur un évènement de déclenchement, de défaut et d'entretien et les alarmes associées aux mesures activées dans l'onglet Alarms (voir « Configuration des alarmes » à la page 83).

06113744

Output setup
Selected output: SDX Out 2
Alarm: OF operation overrun
Mode: Time delay — Delay (s): 5
OK — Cancel

3. **Sélectionner le mode de fonctionnement**
   Si nécessaire, sélectionner le mode de fonctionnement des sorties à partir du menu déroulant Mode. Si nécessaire, régler le retard.

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Section 6—Indicateurs des déclencheurs Micrologic

Indications des DÉL

Indicateur local

DÉL	Description des DÉL
Ready >15A Alarm >90 %Ir >105 1 2 3	1. La DÉL Ready (verte) clignote lentement quand le déclencheur électronique est prêt à fournir une protection. 2. La DÉL de pré-alarme de surcharge (orange) s’allume quand la charge dépasse 90 % du réglage I_r. 3. La DÉL d’alarme de surcharge (rouge) s’allume quand la charge dépasse 105 % du réglage I_r.

Fonctionnement de la DÉL Ready

La DÉL Ready (verte) clignote lentement quand le déclencheur électronique est prêt à fournir une protection. Elle indique que le déclencheur fonctionne correctement.

REMARQUE : La DÉL Ready s’allume à une valeur égale à la somme des courants des disjoncteurs pour chaque phase et du neutre au dessus d’une valeur limite. Cette valeur limite est au dessus de la DÉL Ready, sur la face avant du déclencheur Micrologic.

Par exemple, un déclencheur Micrologic 5.2 d’une intensité nominale de 40 A a une valeur limite de 15 A. Cette valeur limite peut être :

- La somme des intensités des courants de phase de 5 A (trois phases équilibrées)
- 7,5 A dans deux phases (l’intensité du courant dans la troisième phase est zéro)
- 5 A dans une phase si le disjoncteur :
  - — Est installé avec un neutre distribué
  - — A une seule phase chargée sur une charge monophasée. (Le courant dans les deux autres phases est zéro).

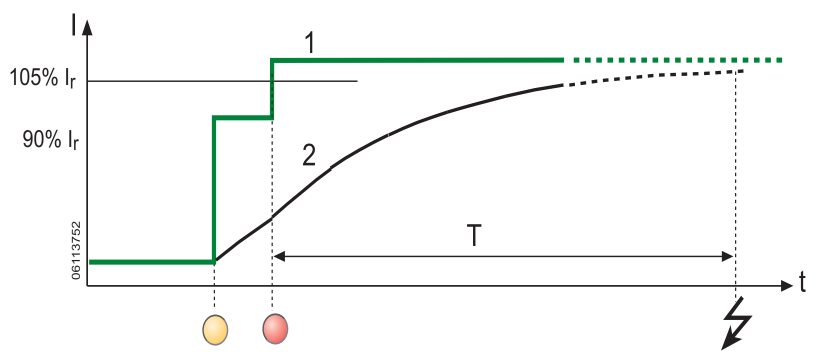
FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Fonctionnement des DÉL de pre-alarme et d’alarme (Protection de la distribution électrique)

Les indications de pré-alarme (orange) et d’alarme (rouge) se déclenchent dès que la valeur d’un des courants de phase dépasse 90 % et 105 % respectivement du réglage d’enclenchement I_r :

- Pré-alarme
  Le dépassement du seuil du pré-alarme à 90 % de I_r n’a pas d’effet sur la protection de longue durée.
- Alarme
  Le dépassement du seuil d’alarme à 105 % de I_r active la protection de longue durée (voir « Protection de longue durée » à la page 31) avec un retard du déclenchement qui dépend :
  — de la valeur du courant de charge
  — du réglage du retard t_r



1. Courant de charge (phase la plus lourdement chargée)
2. Image thermique calculée par le déclencheur

REMARQUE : Si les DÉL de pré-alarme et d’alarme continuent à s’allumer, procéder à un délestage de charge pour éviter un déclenchement dû à une surcharge du disjoncteur.

Indication sur l’afficheur Micrologic

Les écrans d’indication indiquent l’état de l’installation.

Quand plusieurs écrans arrivent simultanément, ils s’empilent en fonction de leur niveau de criticité:

- Configuré (alarmes : priorité élevée, moyenne, faible ou aucune)
- Pré-défini (évènements de déclenchement et de défaut : priorité élevée ou moyenne)

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Empilement des écrans

Tableau 37 – Empilement des écrans

Criticité	Écran
0-Aucune	Écran d’accueil
1	Écran d’alarme Outx
2	Écran de défaut interne (Err)
3	Écran de défaut interne (Stop)
4-Élevée	Écran de déclenchement (Trip)

Exemple :

Une alarme sur une mesure de tension Outx, puis une défaut interne Err survient :

- L’écran affiché est l’écran de défaut interne Err (Criticité = 2).
- Après l’acquittement de l’écran de défaut interne (Err), l’écran d’alarme Outx est affiché (Criticité = 1).
- Après l’acquittement de l’écran de défaut interne Outx, l’écran d’accueil est affiché (Criticité = 0).

Cause et réponse des écrans d’indication

⚠ DANGER

RISQUE D'ÉLECTROCUTION, D'EXPLOSION OU ÉCLAIR D'ARC ÉLECTRIQUE

- Si le déclencheur affiche un écran Stop, remplacez le déclencheur Micrologic immédiatement.
- Si le déclencheur affiche un écran de défaut, ne fermez pas le disjoncteur sans inspecter et, si nécessaire, réparer l’appareil électrique en aval.
- Portez un équipement de protection personnelle (ÉPP) approprié et observez les méthodes de travail électrique sécuritaire. Voir NFPA 70E.
- Seul un personnel qualifié doit effectuer l'installation et l'entretien de cet appareil.
- Coupez toutes les alimentations à cet appareil avant d’y travailler.
- Utilisez toujours un dispositif de détection de tension à valeur nominale appropriée pour vous assurer que l'alimentation est coupée.
- Replacez tous les dispositifs, les portes et les couvercles avant de mettre l'appareil sous tension

Si ces directives ne sont pas respectées, cela entraînera la mort ou des blessures graves.

⚠ ATTENTION

RISQUE D’INFORMATIONS INCORRECTES

Si le déclencheur affiche un écran Err, remplacez le déclencheur Micrologic à l’occasion du prochain entretien régulier.

Si cette directive n’est pas respectée, cela peut entraîner des blessures ou des dommages matériels.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Le fait qu’une protection s’est déclenchée ne corrige pas la cause du défaut sur l’appareil électrique en aval.

1. Isoler l’alimentation avant d’inspecter l’appareil électrique en aval.
2. Rechercher la cause du défaut.
3. Inspecter et, si nécessaire, réparer l’appareil en aval.
4. Inspecter l’appareil en cas de déclenchement sur court-circuit.
5. Refermer le disjoncteur.

Pour plus de renseignements sur le dépannage et le redémarrage après un défaut, voir le manuel expédié avec le disjoncteur.

Tableau 38 – Écrans d’indication

Indication	Cause	Réponse	Écran
Indication de bon fonctionnement de l’installation	L’écran d’accueil affiche la valeur du courant de la phase la plus chargée.	—	I phase 2 **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) 229 A N 1/A 2/B 3/⏚
Indication d’un défaut interne du déclencheur Micrologic	Un défaut interne sérieux s’est produit dans le déclencheur Micrologic. Ce défaut déclenche le disjoncteur. • Il n’est plus possible de fermer le disjoncteur • La touche Mode ne peut pas accéder aux mesures et réglages • L’écran St0P devient l’écran principal	L’écran St0P ne peut pas être reconnu avec la touche OK . Remplacer le déclencheur immédiatement.	Stop **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) St0P N 1/A 2/B 3/⏚
Indication d’un défaut interne du déclencheur Micrologic	Un défaut interne sur le déclencheur Micrologic, temporaire ou permanente, s’est produite sans que le disjoncteur se déclenche. • Le défaut n’affecte pas les protections du déclencheur. • La touche Mode peut accéder aux mesures et réglages • L’écran Err devient l’écran d’accueil si le défaut est permanent	Appuyer deux fois sur la touche OK : OK Validation OK Confirmation L’écran d’accueil est affiché. • Si l’affichage de l’écran d’accueil est la valeur du courant, le défaut du déclencheur était temporaire. • Si l’affichage de l’écran d’accueil est l’écran Err, le défaut du déclencheur est permanent Remplacer le déclencheur au prochain intervalle d’entretien.	Err **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) **Reset? OK** Err N 1/A 2/B 3/⏚

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 38 – Écrans d’indication *(suite)*

Indication d’alarme Disjoncteur avec module SDx en option	• Une alarme configurée sur le module SDx en mode avec accrochage permanent n’a pas été reconnue (voir « Acquittement du mode avec accrochage » à la page 76) ou la requête d’acquittement est faite quand l’alarme est toujours active.	Vérifier la cause de l’alarme. Appuyer sur la touche OK deux fois : OK Validation OK Confirmation L’écran d’accueil avec la valeur du courant de la phase la plus chargée s’affiche.	Outx **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) **Reset? OK** Out1 N 1/A 2/B 3/ ⏚
Indication de téléchargement du micrologiciel des écrans	Le déclencheur Micrologic attend le chargement ou est en train de télécharger le micrologiciel à l’aide du logiciel RSU (durée : 3 minutes environ). • Les protections du déclencheur sont encore opérationnelles. • L’accès aux mesures et réglages (à l’aide des cadrans ou du terminal d’exploitation du déclencheur Micrologic, ou à l’aide de l’option de communication) est interrompu. Si le message de mise en route persiste après plusieurs tentatives de téléchargement, remplacer le déclencheur Micrologic.	Pour plus de renseignements sur la livraison et le téléchargement du micrologiciel, voir le réglage des fonctions à l’aide du logiciel RSU et *RSU Software Online Help (Aide en ligne pour le logiciel RSU).*	Outx **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) boot N 1/A 2/B 3/ ⏚

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Tableau 38 – Écrans d'indication *(suite)*

Indication des défauts avec Micrologic 5 et 6 Pour plus de renseignements sur les définitions des protections contre les défauts associées aux indications, voir « Fonctions de protection » à la page 29.	Déclenchement par protection de longue durée • Pointeur haut sur Ir • Valeur de coupure affichée	Appuyer sur la touche OK deux fois : OK Validation OK Confirmation	Courant de coupure I_r **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Reset? OK 930 A N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Déclenchement par protection de courte durée • Pointeur haut sur Isd • Valeur de coupure affichée	Appuyer sur la touche OK deux fois : OK Validation OK Confirmation	Courant de coupure crête I_{sd} **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Reset? OK 18 k N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Déclenchement par protection instantanée ou protection réflexe : • Pointeur haut sur Ii • Valeur de coupure affichée	Appuyer sur la touche OK deux fois : OK Validation OK Confirmation	Courant de coupure crête Ii **Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Reset? OK 23 k N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Déclenchement par protection instantanée intégrée • Pointeur haut sur Ii • triP affiché	Appuyer sur la touche OK deux fois : OK Validation OK Confirmation	**Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Reset? OK triP N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Micrologic 6 Déclenchement par protection contre les défauts à la terre : • Pointeur haut sur Ig • triP affiché	Appuyer sur la touche OK deux fois : OK Validation OK Confirmation	**Ir tr Isd tsd Ii Ig tg** Reset? OK triP N 1/A 2/B 3/ ⏚
	Déclenchement dû à l'absence de l'option ENCT. Installer l'option ENCT ou raccorder un cavalier entre les bornes T1 et T2 sur le déclencheur Micrologic.	Appuyer sur la touche OK deux fois : OK Validation OK Confirmation	**Ir tr Isd tsd Ii** (x In) Reset? OK Enct N 1/A 2/B 3/ ⏚

FRANÇAIS

Valeurs selon la convention IEC

La valeur cos φ max. correspond à la valeur minimale cos φ de la charge, capacitive ou inductive. Cela donne à l'utilisateur des renseignements sur la performance de l'appareil du point de vue coût.

Ne pas simplement utiliser la valeur de cos φ pour décider s'il faut installer des inductances ou des condensateurs pour augmenter sa valeur.

Si une situation critique se produit, l'alarme sur le cos φ envoie une alerte selon la convention IEC intégrée dans le déclencheur Micrologic. Utiliser cette alarme, associée à une alarme définissant le type de charge ou le quadrant de fonctionnement, pour surveiller les deux situations critiques automatiquement.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Réglage des alarmes Cos φ selon la convention IEEE

Surveiller l'indicateur de cos φ pour gérer la puissance :

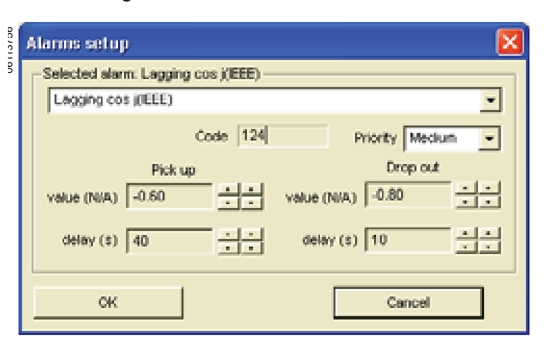
- Lorsque la puissance démarre, une valeur trop haute de cos φ (inductive), par exemple supérieure à – 0,6, entraîne des pénalités. La valeur capacitive de compensation détermine la valeur de la puissance réactive Qfund.
- Lorsque la puissance s'arrête, une valeur trop basse de cos φ (capacitive), par exemple inférieure à +0,6, entraîne des pénalités. Déconnecter l'élément capacitif de compensation.

Deux alarmes surveillent les indicateurs :

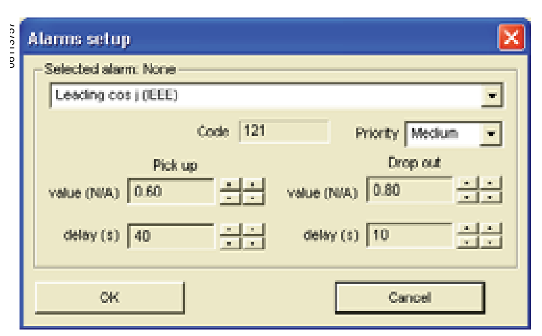
- Alarm 124 (surveillance de la valeur inductive de cos φ) sur une condition de valeur excessive pour le fonctionnement dans le quadrant 1 (énergie inductive réactive consommée)
- Alarm 121 (surveillance de la valeur capacitive de cos φ) sur une condition de valeur insuffisante pour le fonctionnement dans le quadrant 4 (énergie capacitive réactive consommée)

FRANÇAIS

Pour le réglage et la surveillance de cos φ (codes 121 et 124) selon la convention IEEE à l'aide du logiciel RSU.



124 surveillance du cos φ de type inductif



121 surveillance du cos φ de type capacitif

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

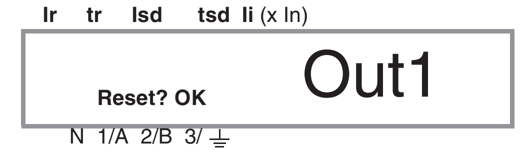
Réglages des sorties du module SDx

Les deux alarmes définies peuvent chacune être associées à une sortie du module SDx (voir « Réglages des fonctions des sorties du module SDx » à la page 84) :

- Avec la sortie Out1, code d’alarme 124 (surveillance du cos φ de type inductif)
- Avec la sortie Out2, code d’alarme 121 (surveillance du cos φ de type capacitif)

Au démarrage de la puissance à t2, la charge trop inductive active la sortie Out1 (la sortie doit être configurée en mode avec accrochage permanent).

L’afficheur du déclencheur Micrologic indique :



Acquittement de l'écran Out1

L’écran Out1 ne peut être reconnu que si l’alarme n’est plus active.

Après la mise en service de la compensation capacitive, l’alarme n’est plus active.

Appuyer deux fois sur la touche OK pour l’acquittement de la sortie Out1 :

OK Acquittement

OK Confirmation

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Section 7—Le réseau de communication

Communication des disjoncteurs

Les disjoncteurs PowerPact[MC] à châssis H, J et L munis de déclencheurs Micrologic[MC] peuvent être intégrés dans un réseau de communication à l'aide du protocole Modbus[MC]. Utiliser les données transmises par le réseau de communication pour fournir la supervision et la surveillance d'une installation.

Ce réseau de communication offre les options de :

- Lire à distance :
  - L'état du disjoncteur
  - Les mesures
  - Les informations d'assistance au fonctionnement
- Commander le disjoncteur à distance

Pour plus de renseignements sur le réseau de communication Modbus, se reporter au guide de l'utilisateur spécifique aux disjoncteurs.

Pour plus de renseignements sur le réseau de communication Modbus, voir les directives d'utilisation 0611IB1302, *Guide de l'utilisateur des communications Modbus*.

FRANÇAIS

Lecture à distance de l'état du disjoncteur

La lecture à distance de l'état du disjoncteur est accessible par tous les disjoncteurs munis d'un module BSCM. Les données suivantes sont disponibles à l'aide du réseau de communication :

- Position Ouvert/Fermé (OF)
- Signalisation de déclenchement (SD)
- Signalisation de défauts électriques (SDE)

Pour plus de renseignements, se reporter aux directives d'installation expédiées avec le disjoncteur.

Lecture à distance des mesures

Accéder à la lecture des mesures avec les déclencheurs Micrologic 5 et 6. Pour plus de renseignements sur les mesures, voir « Fonction de mesure » à la page 44.

Lecture à distance des informations d'assistance au fonctionnement

Accéder à la lecture de l'assistance au fonctionnement avec les déclencheurs Micrologic 5 et 6. Les informations d'assistance au fonctionnement suivantes sont disponibles :

- Réglages des protections et alarmes (voir « Logiciel utilitaire de réglage à distance (RSU) » à la page 78)
- Historiques et tableaux d'événements horodatés (voir « Informations sur les historiques et horodatées » à la page 95)
- Indicateurs d'entretien (voir « Indicateurs d'entretien » à la page 95)

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Commande à distance du disjoncteur

La commande à distance du disjoncteur est accessible par tout disjoncteur muni d'un déclencheur Micrologic, d'un module BSCM et d'un mécanisme du moteur avec module de communication. Les commandes suivantes sont disponibles à l'aide du réseau de communication :

- Ouverture du disjoncteur
- Fermeture du disjoncteur
- Réarmement du disjoncteur

Pour plus de renseignements, se reporter aux directives d'installation expédiées avec le disjoncteur.

Informations sur les historiques et horodatées

Historiques

Les déclencheurs Micrologic génèrent trois types d'historiques :

- Historique des alarmes associées aux mesures (les dix dernières alarmes sont enregistrées)
- Historique des déclenchements (les 18 derniers déclenchements sont enregistrés)
- Historique des opérations d'entretien (les dix dernières opérations sont enregistrées)

Informations horodatées

Les informations horodatées affichent les dates des informations importantes, telles que les réglages de protection précédents et les valeurs minimales/maximales des courants, tensions et fréquences du réseau.

Le tableau des informations horodatées décrit :

- Les configurations précédentes des protections et les dates correspondantes
- Les valeurs minimales et maximales des mesures de tension et les dates correspondantes
- Les valeurs maximales des mesures de courant et les dates correspondantes
- Les fréquences réseau minimales et maximales et les dates correspondantes

L'heure à laquelle les valeurs minimales et maximales ont été remises à zéro est également disponible.

Indicateurs d'entretien

Compteurs BSCM

Les compteurs incorporés dans le BSCM génèrent des informations relatives au nombre des opérations de contact secs. Ces contacts secs qualifient :

- Le nombre d'opérations ouverture/fermeture (contact OF) et des opérations d'ouverture sur défaut (contacts SD et SDE) sur le disjoncteur PowerPact à châssis H, J ou L
- Le nombre d'opérations de fermeture, d'ouverture et de remise à zéro sur le mécanisme du moteur

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Compteurs du déclencheur Micrologic

Accéder aux compteurs d’entretien incorporés dans le déclencheur Micrologic à l’aide de l’option de communication.

- Des compteurs sont affectés à chaque type de protection :
  - — Protection de longue durée
  - — Protection de courte durée
  - — Protection contre les défauts à la terre
- Dix compteurs sont affectés aux alarmes associées aux mesures. Ces compteurs se remettent à zéro si l’alarme est reconfigurée.
- Un compteur indique le nombre d’heures de fonctionnement. Ce compteur est mis à jour toutes les 24 heures.
- Quatre compteurs sont affectés au profil de charge : Chaque compteur compte le nombre d’heures de fonctionnement par section de charge (par exemple, un compteur indique le nombre d’heures de fonctionnement pour la section de charge de 50 à 79 % de I_n).
- Six compteurs sont affectés au profil de température. Chaque compteur compte le nombre d’heures de fonctionnement par gamme de température (par exemple, un compteur indique le nombre d’heures de fonctionnement pour la gamme de température de 60 à 74 °C).
- Utiliser les compteurs d’entretien pour saisir les informations quantitatives sur les opérations effectuées sur le déclencheur Micrologic (telles que le nombre d’essais pousser-pour-déclencher) ou l’état des déclencheurs Micrologic (tel que le nombre d’écrans Err ou des opérations de verrouillage/déverrouillage des réglages de protection).
- Un compteur indique l’ampleur de l’usure, en pourcentage, des contacts d’un disjoncteur. Quand ce nombre atteint 100 %, les contacts doivent être changés.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

 © 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

Q

R

S

T

V

Z

FRANÇAIS

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

FRANÇAIS

Schneider Electric Canada, Inc.
5985 McLaughlin Road
Mississauga, ON L5R 1B8 Canada
800-565-6699
www.schneider-electric.ca

Du fait que les normes, caractéristiques et conceptions peuvent changer, demander confirmation que l'information contenue dans cette publication est à jour.

Schneider Electric et Square D sont des marques commerciales de Schneider Electric Industries SAS ou de ses compagnies affiliées. Toutes les autres marques commerciales utilisées dans ce document sont la propriété de leurs propriétaires respectifs.

© 2011–2015 Schneider Electric Tous droits réservés

48940-312-01, Rév. 04, 07/2015
Remplace 48940-312-01 Rév. 03, 10/2012

Schneider Electric USA, Inc.
800 Federal Street
Andover, MA 01810 USA
888-778-2733
www.schneider-electric.us

Standards, specifications, and designs may change, so please ask for confirmation that the information in this publication is current.

Schneider Electric and Square D are owned by Schneider Electric Industries SAS or its affiliated companies. All other trademarks are the property of their respective owners.

© 2011–2015 Schneider Electric
All Rights Reserved

Document Number, Rev. 04, 07/2015
Replaces 48940-312-01 Rev. 03, 10/2012

Importado en México por:
Schneider Electric México, S.A. de C.V.
Av. Ejercito Nacional No. 904
Col. Palmas, Polanco 11560 México, D.F.
55-5804-5000
www.schneider-electric.com.mx

Normas, especificaciones y diseños pueden cambiar, por lo tanto pida confirmación de que la información de esta publicación está actualizada.

Schneider Electric y Square D son marcas comerciales de Schneider Electric Industries SAS o sus compañías afiliadas. Todas las otras marcas comerciales son propiedad de sus respectivos propietarios.

© 2011–2015 Schneider Electric
Reservados todos los derechos

Document Number, Rev. 04, 07/2015
Reemplaza 48940-312-01 Rev. 03, 10/2012

Schneider Electric Canada, Inc.
5985 McLaughlin Road
Mississauga, ON L5R 1B8 Canada
800-565-6699
www.schneider-electric.ca

Du fait que les normes, caractéristiques et conceptions peuvent changer, demander confirmation que l'information contenue dans cette publication est à jour.

Schneider Electric et Square D sont des marques commerciales de Schneider Electric Industries SAS ou de ses compagnies affiliées. Toutes les autres marques commerciales utilisées dans ce document sont la propriété de leurs propriétaires respectifs.

© 2011–2015 Schneider Electric
Tous droits réservés

Document Number, Rev. 04, 07/2015
Remplace 48940-312-01 Rev. 03, 10/2012